

ALTAGAS LTD.

Notice annuelle

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018

Le 27 février 2019

TABLE DES MATIÈRES

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX	2
INFORMATION PROSPECTIVE.....	2
GLOSSAIRE	4
CONVERSION MÉTRIQUE	12
STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ	12
CONSTITUTION	12
STATUTS MODIFIÉS	12
LIENS INTERSOCIÉTÉS.....	13
APERÇU DE L'ENTREPRISE.....	14
EMPREINTE GÉOGRAPHIQUE D'ALTAGAS	15
OPÉRATIONS RÉCENTES DIGNES DE MENTION	17
PERSPECTIVES.....	19
ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS D'ALTAGAS	20
ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS D'ALTAGAS	20
ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE D'ALTAGAS.....	20
ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ D'ALTAGAS	21
ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ.....	22
ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS.....	22
ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE	33
ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ	43
ACTIVITÉS DU SIÈGE SOCIAL	48
STRUCTURE DU CAPITAL.....	48
DESCRIPTION DU CAPITAL-ACTIONS	48
GÉNÉRALITÉS.....	50
EMPLOYÉS	50
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	51
HAUTS DIRIGEANTS.....	54
COMITÉ D'AUDIT	54
FACTEURS DE RISQUE	56
POLITIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT ET LA SÉCURITÉ ET RESPONSABILITÉ SOCIALE	72
RÉGLEMENTATION SUR L'ENVIRONNEMENT	73
RELATIONS AVEC LES PEUPLES AUTOCHTONES ET LES PARTIES PRENANTES.....	76
DIVIDENDES	77
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES.....	79
NOTES DE CRÉDIT	82
CONTRATS IMPORTANTS.....	83
MEMBRES DE LA DIRECTION ET AUTRES PERSONNES INTÉRESSÉS DANS DES OPÉRATIONS	
IMPORTANTES.....	84
POURSUITES.....	84
APPLICATION DE LA LOI	85
INTÉRÊTS DES EXPERTS	85
INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE	85
AGENTS DES TRANSFERTS ET AGENTS CHARGÉS DE LA TENUE DES REGISTRES.....	85
ANNEXE A : RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT	A-1

RENSEIGNEMENTS GÉNÉRAUX

À moins d'indication contraire, l'information contenue dans la présente notice annuelle est arrêtée en date du 31 décembre 2018 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 à long terme de la Société relativement à ses secteurs Services publics, intermédiaire et Électricité; la prestation de certains services administratifs, généraux et opérationnels à ACI jusqu'en juin 2020; le coût prévu des engagements pris par la Société en vue de faire approuver l'acquisition de WGL; l'effet possible de l'absence de droit des créanciers sur les entités isolées de la Société en cas de faillite; l'accent mis sur les activités d'intégration après l'acquisition de WGL; la date prévue d'entrée en service du RIPET; la date d'achèvement, d'entrée en service et de rentabilité du gazoduc de jonction Marquette; les ventes d'actifs supplémentaires d'environ 1,5 à 2,0 milliards de dollars prévues pour 2019 et l'emploi du produit qui en sera tiré; les conditions des contrats de transport et de stockage de WGL; les effets éventuels prévus de la TCJA; les dates d'inscription, d'audience et de décision dans les demandes tarifaires et les procédures en cours et à venir ouvertes devant la PSC du Maryland, la SCC de Virginie, la PSC du DC, la MPSC, la RCA et la Cour d'appel du District de Columbia; le moment de la comptabilisation en charges et de l'éventuel recouvrement des coûts liés aux obligations réglementaires; les éventuelles obligations de remise en état; le moment d'entrée en service de la capacité supplémentaire à North Pine; le moment d'entrée en service de Townsend 2B et la capacité de l'installation; la date prévue d'entrée en service de Leidy South; l'échéancier de la construction du gazoduc Mountain Valley et de l'investissement prévu de WGL dans celui-ci; la capacité d'exploitation estimative du RIPET; l'effet prévu de la réglementation sur chaque secteur d'activité de la Société; l'intention de ne pas se servir d'actions privilégiées comme tactique de défense; le versement et le montant futurs des dividendes.

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 établis au moment où les déclarations ont été faites. Les hypothèses importantes portent notamment sur 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; la note de crédit; les approbations et politiques réglementaires; les coûts d'exploitation et d'immobilisations futurs; les dates d'achèvement des projets; la capacité; les répercussions des dernières modifications de la législation fiscale des États-Unis; 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 l'accès aux capitaux et les frais d'emprunt accrus; la conjoncture économique et la force globale de l'économie mondiale; les changements dans la consommation d'énergie par les consommateurs; les fluctuations du cours des marchandises et des taux d'intérêt; les changements dans les notes de crédit d'AltaGas; le risque de change; la capacité de servir la dette; la valeur marchande des titres d'AltaGas; la capacité d'AltaGas à verser des dividendes; les risques liés à l'acquisition de WGL et aux activités sous-jacentes de WGL; les risques liés à la stratégie de croissance d'AltaGas; l'émission d'actions supplémentaires; le volume débité et l'impact du prix et de la composition des marchandises, de l'approvisionnement en marchandises et des autres risques du marché; le risque de crédit de contrepartie; la dépendance envers des tiers; le risque lié à l'approvisionnement en gaz naturel; l'évolution des lois; le contexte législatif et réglementaire ainsi que les décisions; la capacité d'AltaGas de mettre en valeur et d'exploiter ses installations de manière rentable et sécuritaire; les éventuels

litiges; les risques liés à la cybersécurité; les relations d'AltaGas avec les parties intéressées externes, comme les autochtones; les prix de l'électricité; les risques liés au taux d'intérêt; les pertes sous-assurées; les conditions climatiques, l'hydrologie et les changements climatiques; les interruptions de service; les accords déclaratoires concernant Harmattan; l'approvisionnement provenant de Cook Inlet; les risques en matière de santé et de sécurité; la capacité d'AltaGas de moderniser ses infrastructures en temps opportun; les coûts des fermetures, des abandons et des remises en état; l'impact des relations de travail et la dépendance envers des membres clés du personnel; la disponibilité de biomasse; ainsi que les autres facteurs décrits dans la notice annuelle à la rubrique « Facteurs de risque ».

De nombreux facteurs pourraient faire en sorte que les résultats, le rendement ou les réalisations futurs 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 fausseté possible des hypothèses sur lesquelles ils sont fondés. 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 inexacts, 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 exigence de la loi. 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, fondées sur l'information dont dispose actuellement la direction. 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.

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.

« **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. Cette acquisition s'est clôturée 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.

« **actions à 4,80 \$ de Washington Gas** » Les actions privilégiées à dividende cumulatif de série 4,80 \$ US de Washington Gas.

« **actions à 5,00 \$ de Washington Gas** » Les actions privilégiées à dividende cumulatif de série 5,00 \$ US de Washington Gas.

« **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 D** » Les actions privilégiées à taux variable à dividende cumulatif rachetables, série D 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 F** » Les actions privilégiées à taux variable à dividende cumulatif rachetables, série F 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.

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

« **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.

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

« **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 D, les actions de série E, les actions de série F, les actions de série G, les actions de série H, les actions de série I, les actions de série J, les actions de série K et les actions de série L.

« **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.

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

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

« **AltaGas** » ou « **Société** » AltaGas Ltd., notamment, si le contexte l'exige, le groupe de sociétés d'AltaGas Ltd.

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

« **Astomos** » Astomos Energy Corporation.

« **AUI** » AltaGas Utilities Inc.

« **b** » Baril d'éthane ou de 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** » Baril par jour.

« **BC Hydro** » British Columbia Hydro and Power Authority.

« **BCOGC** » La British Columbia Oil and Gas Commission.

« **BCSC** » La British Columbia Securities Commission.

« **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.

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

« **Cabot** » Cabot Oil & Gas Corporation.

« **CAE** » Convention d'achat d'électricité.

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

« **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 d'environ 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 : Forrest Kerr, McLymont Creek et Volcano Creek.

« **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.

« **CER** » Crédits d'énergie renouvelable.

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

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

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

« **complexe Townsend** » Collectivement, l'installation de Townsend, Townsend 2A et Townsend 2B.

« **conseil d'administration** » Le conseil d'administration d'AltaGas.

« **Constitution** » Constitution Pipeline Company, LLC.

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

« **convention relative aux reçus de souscription** » La convention relative aux reçus de souscription conclue en date du 3 février 2017 par AltaGas, Valeurs mobilières TD Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc. et J.P. Morgan Valeurs Mobilières Canada Inc. ainsi que par Société de fiducie Computershare du Canada, à titre d'agent des reçus de souscription, qui régit les conditions des reçus de souscription.

« **CSE** » Le contrat de stockage d'énergie en fonction de l'adéquation des ressources.

« **DBRS** » DBRS Limited et ses successeurs.

« **décatherme** » 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.

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

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

« **EAE de Sundance B** » Les anciennes ententes d'achat d'électricité d'ASTC Power Partnership concernant les unités 3 et 4 de la centrale alimentée au charbon de Sundance appartenant à TransAlta Generation Partnership et située à environ 70 km à l'ouest d'Edmonton, en Alberta.

« **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.

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

« **facilité de crédit-relais** » La facilité de crédit-relais d'au plus 3,0 milliards de dollars américains qui sera consentie par un syndicat de prêteurs, dont JPMorgan Chase Bank, N.A., La Banque Toronto-Dominion et la Banque Royale du Canada.

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

« **Fitch** » Fitch Ratings Inc.

« **Forrest Kerr** » La centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 195 MW, l'une des trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau du nord-ouest de la Colombie-Britannique qui fait partie des « centrales hydroélectriques du Nord-Ouest ».

« **gazoduc de jonction Marquette** » Le projet de nouveau gazoduc qui sera construit, détenu et exploité par SEMCO Gas et qui reliera 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.

« **GJ** » Gigajoule ou 1 000 000 000 de joules.

« **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.

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

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

« **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.

« **Heritage Gas** » Heritage Gas Limited.

« **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 séparation et retour en aval** » Le raccordement d'Harmattan au tronçon ouest du réseau de NGTL, ainsi que l'équipement d'extraction de LGN connexe, permettant de traiter jusqu'à 250 Mpi³/j de gaz naturel à Harmattan en vue de récupérer l'éthane et les LGN.

« **installation de stockage d'énergie de Pomona** » L'installation de stockage de batteries au lithium-ion de 20 MW située à Pomona, en Californie, et appartenant à AltaGas Pomona Energy Storage Inc., filiale en propriété exclusive indirecte d'AltaGas.

« **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.

« **installation de Townsend** » L'installation de traitement à faible profondeur de 198 Mpi³/j située dans le nord-est de la Colombie-Britannique appartenant à AltaGas Northwest Processing Limited Partnership.

« **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 impériale.

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

« **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.

« **Leidy South** » L'agrandissement de Central Penn dans lequel WGL Midstream participe.

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

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

« **m³** » Mètre cube de gaz naturel à des conditions normales de mesure.

« **McLymont Creek** » La centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 66 MW, l'une des trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau du nord-ouest de la Colombie-Britannique qui fait partie des « centrales hydroélectriques du Nord-Ouest ».

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

« **Meade** » Meade Pipeline Co LLC.

« **Mountain Valley** » Le gazoduc Mountain Valley, un investissement en actions de WGL Midstream.

« **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.

« **MW** » Mégawatt ou 1 000 000 de watts. Le watt est l'unité de mesure de 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.

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

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

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

« **NYSDEC** » Le Department of Environmental Conservation de l'État de New York.

« **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.

« **Painted Pony** » Painted Pony Petroleum Ltd.

« **PAPE d'ACI** » Le premier appel public à l'épargne d'ACI.

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

« **Petrogas** » Petrogas Energy Corp., société fermée intermédiaire intégrée nord-américaine de premier plan dans laquelle AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership détient une participation de 66 %.

« **PG&E** » Pacific Gas & Electric Company.

« **phase 2 de l'installation de Townsend** » L'agrandissement initial de l'installation de Townsend en deux réseaux de traitement du gaz.

« **pipelines de North Pine** » Les deux pipelines d'approvisionnement en LGN d'un diamètre de huit pouces et d'une longueur d'environ 40 km chacun qui relient l'actuel terminal routier sur la route de l'Alaska à l'installation de North Pine.

« **PNG** » Pacific Northern Gas Ltd.

« **Pomona** » La centrale de 44,5 MW alimentée au gaz située à Pomona, en Californie, dont AltaGas Pomona Energy Inc., filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas, est propriétaire.

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

« **projet de stockage de gaz naturel d'Alton** » L'installation souterraine de stockage de gaz naturel et les pipelines qui y sont raccordés situés près de Truro, en Nouvelle-Écosse, qui est actuellement en construction et dont Alton Natural Gas Storage L.P., filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas, est propriétaire.

« **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.

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

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

« **reçus de souscription** » Les reçus de souscription d'AltaGas Ltd. qui ont été émis en 2017 et automatiquement échangés contre des actions ordinaires après la clôture de l'acquisition de WGL conformément à la convention relative aux reçus de souscription, puis radiés de la cote de la TSX.

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

« **RILE LP** » Ridley Island LPG Export Limited Partnership, dans laquelle des filiales d'AltaGas détiennent une participation de 70 % et Vopak, une participation de 30 %.

« **RIPET** » Le terminal d'exportation de propane de Ridley Island, en cours de construction 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

^{MC} Marque de commerce de Corporation Canaccord Genuity.

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, dont AltaGas Ripon Energy Inc., filiale indirecte en propriété exclusive d'AltaGas, est propriétaire.

« **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.

« **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, 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.

« **SGER** » Le *Specified Gas Emitters Regulation* pris en application de la CCEMA et remplacé par le CCIR le 1^{er} janvier 2018.

« **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 de la faillite.

« **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, de butane et d'isobutane située sur la côte ouest près de Ferndale, Washington, et appartenant à une filiale de Petrogas.

« **Tidewater** » Tidewater Midstream and Infrastructure Inc.

« **Townsend 2A** » Le premier réseau de 99 Mpi³/j de la phase 2 de l'installation de Townsend, installation de traitement de gaz à faible profondeur de 198 Mpi³/j située sur le site actuel de l'installation de Townsend, qui est contigu à l'installation de Townsend actuellement en service.

« **Townsend 2B** » L'installation de traitement de gaz de coupe lourde C3+ de 198 Mpi³/j qui sera située sur le site actuel de l'installation de Townsend, contigu à l'installation de Townsend actuellement en service, et qui devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2019.

« **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.

« **unité thermique** » Unité de mesure du gaz naturel qui comprend une mesure standard de la valeur thermique. Une unité thermique de gaz contient 100 000 unités thermiques britanniques de chaleur, ou l'équivalent énergétique de la combustion d'environ 100 pieds cubes de gaz naturel dans des conditions normales. Dix millions d'unités thermiques correspondent à environ un milliard de pieds cubes de gaz naturel. Un kpi³ correspond à environ 10,32 unités thermiques.

« **Volcano Creek** » La centrale hydroélectrique au fil de l'eau de 16 MW, l'une des trois centrales hydroélectriques au fil de l'eau du nord-ouest de la Colombie-Britannique qui fait partie des « centrales hydroélectriques du Nord-Ouest ».

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

« **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 Public Service Commission du District de Columbia, la Maryland Public Service Commission et la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission.

« **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.

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

« **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., filiale de Washington Gas Resources qui acquiert et optimise des installations de stockage et de transport du gaz naturel.

« **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.

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 des	en	multiplier par	Pour convertir des	en	multiplier par
kpi ³	mètres cubes	28,174	mètres	pieds	3,281
mètres cubes	pieds cubes	35,494	milles	kilomètres	1,609
barils	mètres cubes	0,159	kilomètres	milles	0,621
mètres cubes	barils	6,29	acres	hectares	0,405
tonnes	tonnes anglaises	0,984	hectares	acres	2,471
pieds	mètres	0,305	gigajoule	kpi ³	0,9482

STRUCTURE DE LA SOCIÉTÉ

CONSTITUTION

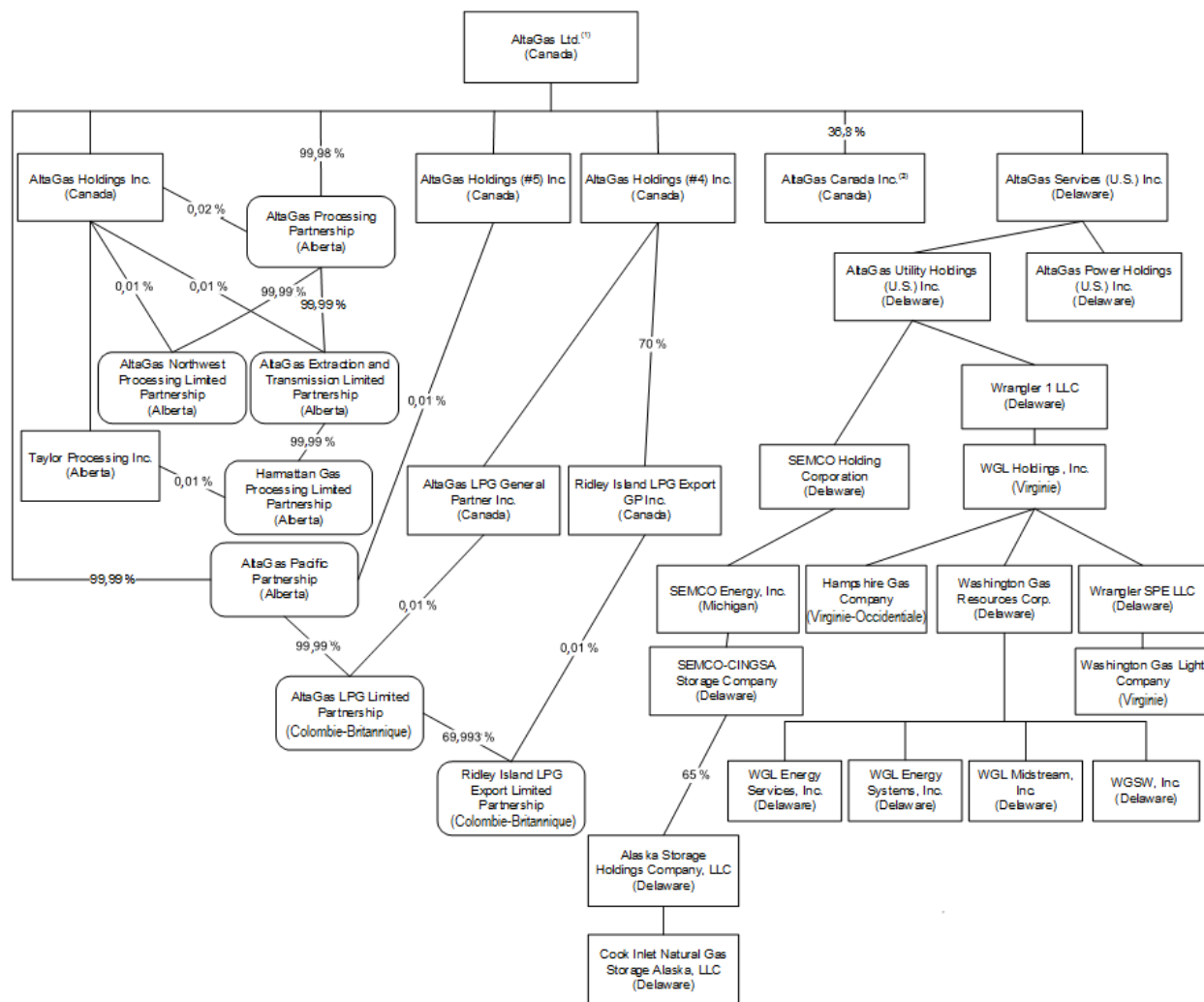
AltaGas est une société canadienne issue d'une fusion réalisée le 1^{er} juillet 2010 sous le régime de la LCSA. AltaGas et/ou les sociétés dont elle est aux droits ont commencé à exercer leurs activités à Calgary (Alberta) le 1^{er} avril 1994 et AltaGas maintient toujours son siège social et principal 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.

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 2018 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 %.
- (3) AltaGas est propriétaire d'une participation directe de 36,8 % dans ACI. La participation restante de 63,2 % dans ACI appartient au public.

APERÇU DE L'ENTREPRISE

La société canadienne AltaGas est une importante société nord-américaine d'infrastructures d'énergie propre qui affiche de fortes possibilités de croissance et dont la principale activité est d'approvisionner ses clients en énergie propre à prix abordable. À long terme, la Société vise à faire croître ses secteurs Services publics, intermédiaire et Électricité en cherchant à déployer ses capitaux de façon optimale. Dans le secteur intermédiaire, la Société cherche principalement à optimiser la chaîne de valeur entière des exportations énergétiques en fournissant des solutions aux producteurs, y compris un accès au marché mondial à partir des deux côtes de l'Amérique du Nord grâce à son empreinte dans deux des gisements gazéifères les plus prolifiques, soit ceux de Montney et de Marcellus. Afin d'optimiser le déploiement du capital, la Société cherche à investir dans des entreprises de services publics aux États-Unis situées dans des marchés à forte croissance où la hausse des activités de construction favorise l'ajout de clients, l'amélioration du réseau et le remplacement accéléré des conduites. Dans le secteur Électricité, AltaGas cherche à créer des solutions innovatrices moyennant des dépenses d'investissement modérées en utilisant l'expertise de la Société en énergie propre. AltaGas compte trois secteurs d'activité :

- le secteur Services publics, qui dessert près de 1,6 million de clients formant une base tarifaire d'environ 3,7 milliards de dollars grâce des services publics réglementés de distribution de gaz naturel dans cinq territoires américains et à deux installations de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés aux États-Unis, qui fournissent du gaz naturel propre et abordable à des clients résidentiels et commerciaux. Le secteur Services publics comprend également des installations de stockage et des contrats de transport et de stockage de gaz naturel interétatiques;
- le secteur intermédiaire qui, par suite de la vente d'actifs intermédiaires secondaires au Canada qui s'est clôturée en février 2019 (voir « Opérations récentes dignes de mention – Vente d'actifs secondaires »), négocie plus de 1,5 Gpi³/j de gaz naturel et comprend la collecte et le traitement de gaz naturel, l'extraction et le fractionnement de liquides de gaz naturel (« LGN »), le transport, le stockage et la commercialisation du gaz naturel et de LGN, une participation de 50 % dans AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership (« AIJVLP »), une participation indirecte de 33 ⅓ % dans Petrogas Energy Corp. (« Petrogas »), par l'entremise de laquelle AltaGas détient une participation dans le terminal Ferndale, une participation dans quatre gazoducs réglementés sur la formation gazière Marcellus/Utica, dans le nord-est des États-Unis et les activités de commercialisation au détail de gaz de WGL;
- le secteur Électricité qui, par suite de la vente d'actifs intermédiaires secondaires au Canada qui s'est clôturée en février 2019 (voir « Opérations récentes dignes de mention – Vente d'actifs secondaires ») et de la vente de la participation restante de 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest qui s'est clôturée en janvier 2019 (voir « Opérations récentes dignes de mention – Vente des centrales hydroélectriques du Nord-Ouest »), dispose de 1 105 MW de capacité brute opérationnelle générée par des centrales alimentées au gaz naturel, à la biomasse et à l'énergie solaire, d'autres installations de production décentralisées et des installations de stockage d'énergie situées en Alberta, au Canada ainsi que dans 20 États et le District of Columbia aux États-Unis. Le secteur Électricité comprend également les contrats d'efficacité énergétique et les activités de commercialisation au détail de l'électricité de WGL.

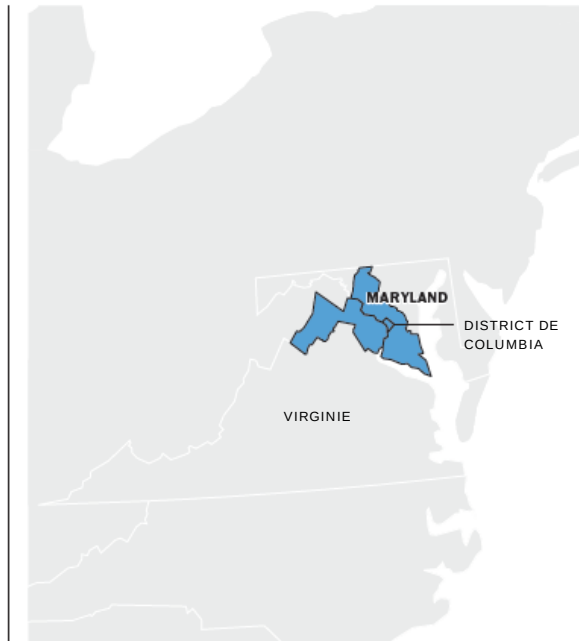
La stratégie à long terme de la Société est de tirer parti et d'augmenter la force de son empreinte d'actifs afin de fournir à ses clients des solutions énergétiques intégrées, y compris un accès au marché mondial. À l'avenir, AltaGas ciblera des occasions de mettre en valeur des actifs énergétiques de grande qualité qui complètent son infrastructure intégrée existante dans ces secteurs d'activité et cherchera à accroître sa position dans des marchés clés pour connaître à long terme une croissance optimale. Dans le secteur Électricité, AltaGas continuera de chercher à créer des solutions innovatrices moyennant des dépenses d'investissement modérées en utilisant l'expertise de la Société en énergie propre.

EMPREINTE GÉOGRAPHIQUE D'ALTAGAS

Services publics



Zone de distribution de gaz



MICHIGAN

Detroit



ALASKA

Anchorage

Intermédiaire



 Usine d'extraction de LGN

 Usine de traitement de gaz

 Usine de traitement de gaz en construction

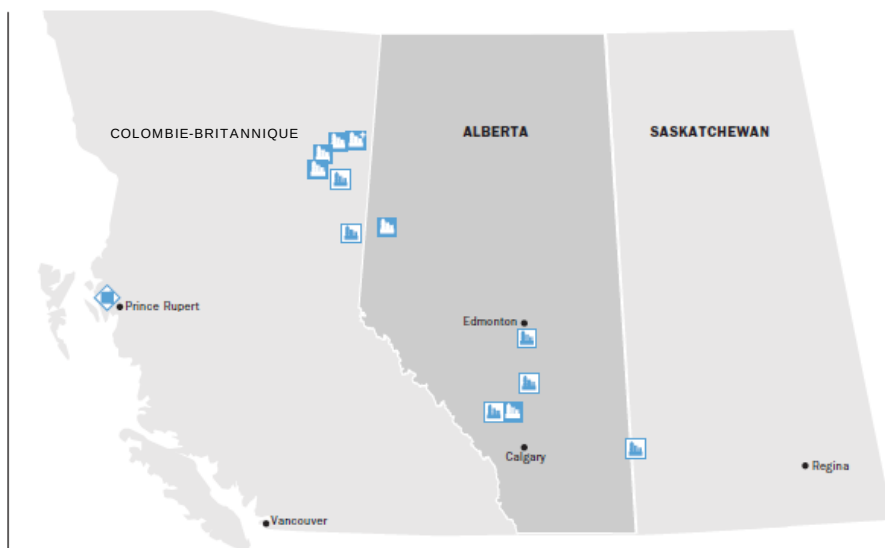
 Terminal de GPL en construction

 Canalisations de transport

 Canalisations de transport en construction

 Installation de stockage

 Installation de stockage en construction



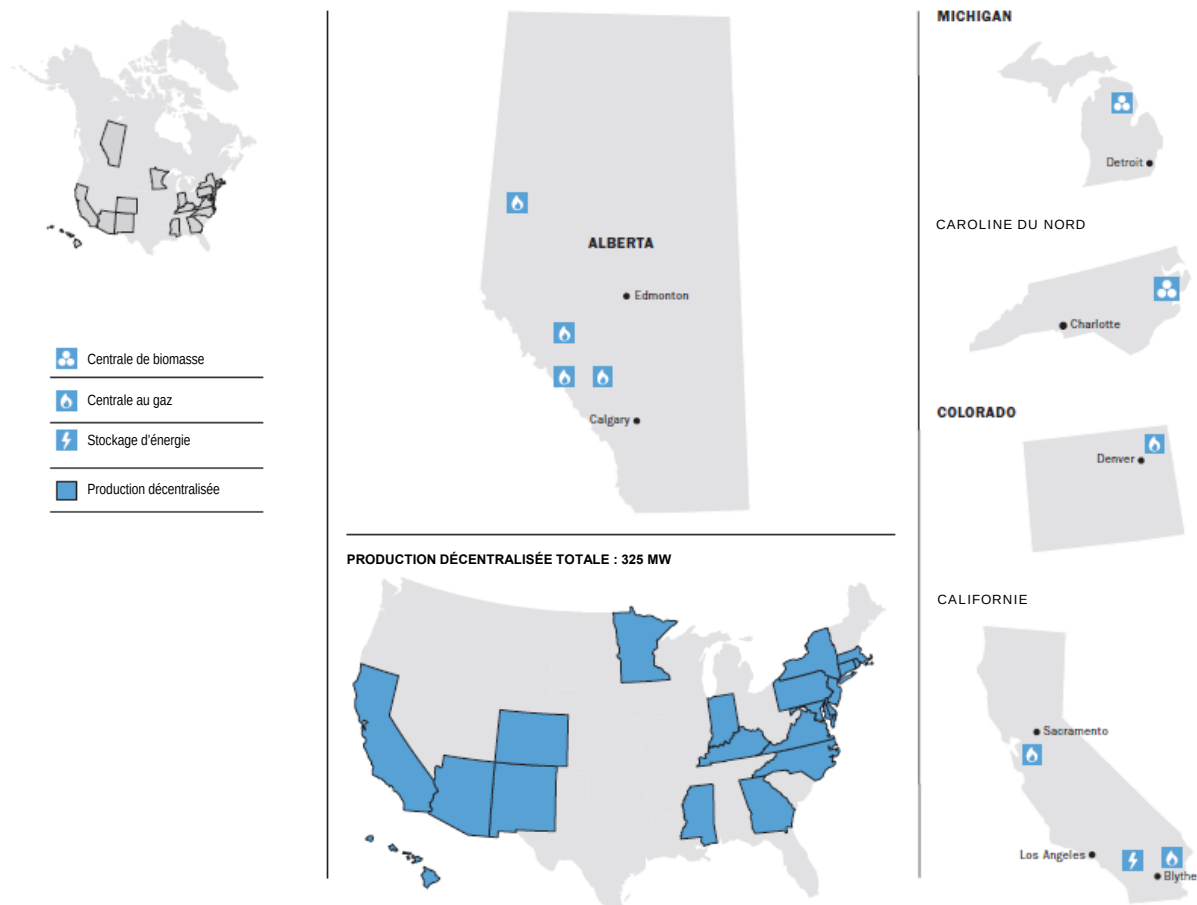
ONTARIO



NOUVELLE-ÉCOSSE



Électricité



OPÉRATIONS RÉCENTES DIGNES DE MENTION

APPEL PUBLIC À L'ÉPARGNE D'ALTAGAS CANADA INC.

Le 12 septembre 2018, ACI, qui était alors une filiale en propriété exclusive d'AltaGas, ainsi que AltaGas, en sa qualité de promoteur, ont déposé un prospectus provisoire dans le cadre du PAPE d'ACI. Avant la fin du PAPE d'ACI, AltaGas et AltaGas Holdings Inc. ont vendu à ACI certains actifs, dont des installations canadiennes de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés (notamment PNG, AUI et Heritage Gas) et une puissance éolienne sous contrat au Canada, ainsi qu'une participation indirecte d'environ 10 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest. Le 25 octobre 2018, le PAPE d'ACI s'est terminé avec succès, au prix final de 14,50 \$ par action ordinaire d'ACI. L'option de surallocation a été exercée intégralement, de sorte qu'AltaGas détenait environ 37 % des actions ordinaires d'ACI au 31 décembre 2018. Le produit net (liquidités et passifs) revenant à AltaGas après déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais s'élevait à environ 892 millions de dollars. Voir « Investissement dans AltaGas Canada Inc. ».

AltaGas a convenu de fournir certains services administratifs, généraux et opérationnels à ACI aux termes d'une convention de services de transition jusqu'au 30 juin 2020 au plus tard.

Voir « Entreprise de services publics – Investissement dans AltaGas Canada Inc. ».

ACQUISITION DE WGL

Après avoir obtenu toutes les approbations requises des autorités de réglementation fédérales, étatiques et locales, le 6 juillet 2018, la Société a fait l'acquisition de WGL, créant ainsi un chef de file nord-américain dans l'économie énergétique propre et améliorant la position d'AltaGas à titre de grande société nord-américaine d'infrastructures énergétiques propre. Le prix d'acquisition total s'est élevé à environ 9,3 milliards de dollars (7,1 milliards de dollars américains), dont la prise en charge d'une dette d'environ 3,3 milliards de dollars (2,5 milliards de dollars américains) et 41 millions de dollars (31 millions de dollars américains) d'actions privilégiées. Une déclaration d'acquisition d'entreprise établie conformément à l'annexe 51-102A4 a été déposée sur SEDAR le 8 août 2018 relativement à l'acquisition de WGL.

La contrepartie en espèces nette était d'environ 6,0 milliards de dollars (4,6 milliards de dollars américains) et a été financée au moyen du produit net d'environ 2,3 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, du produit brut d'environ 922 millions de dollars tiré de la vente par AltaGas de sa participation de 35 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, de prélèvements sur la facilité de crédit-relais et de l'encaisse disponible. Le financement total comprenait des sommes supplémentaires en paiement d'engagements réglementaires et de droits liés à l'acquisition de WGL. La vente des reçus de souscription s'est terminée au premier trimestre de 2017. Au moment de l'acquisition de WGL, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 84,5 millions d'actions ordinaires d'AltaGas.

En vue 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. Ces engagements comprennent entre autres des crédits de tarification distribuables aux clients résidentiels et non résidentiels, des projets d'expansion des gazoducs et d'autres programmes, divers engagements d'intérêt public et des programmes de sécurité. Le montant total passé en charges en 2018 était d'environ 140 millions de dollars américains, sur lesquels 111 millions de dollars américains ont été payés au 31 décembre 2018. De plus, certains autres engagements réglementaires seront passés en charges lorsque les coûts seront engagés dans l'avenir, notamment au titre de l'embauche de formateurs pour la prévention des dommages, un investissement de 70 millions de dollars américains sur 10 ans pour étendre l'approvisionnement en gaz naturel et un investissement de 8 millions de dollars américains pour réduire les fuites.

Les entités isolées ont pris certains engagements d'isolement envers la PSC du DC, la PSC du Maryland et la SCC de Virginie. Pour respecter ces engagements, SPE a été constituée en tant qu'entité ad hoc hors d'atteinte de la faillite afin de détenir les actions ordinaires de Washington Gas, de sorte que cette dernière ne fasse plus partie des biens visés par une éventuelle procédure en faillite ou en insolvabilité d'AltaGas et des membres de son groupe autres que Washington Gas et SPE (collectivement, les « **entités non isolées** »). SPE est une filiale en propriété exclusive de WGL. Grâce à ces mesures d'isolement, les patrimoines des entités isolées ne pourront pas servir à régler les dettes ou les obligations contractuelles d'une entité non isolée, notamment une dette ou une obligation contractuelle d'AltaGas, et les entités isolées ne seront aucunement responsables des dettes ou des obligations contractuelles des entités non isolée, et vice versa.

VENTE DES CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES DU NORD-OUEST

Le 13 juin 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive visant la vente indirecte de 35 % de sa participation dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest moyennant un produit brut de 922 millions de dollars. L'opération s'est clôturée le 22 juin 2018. Le 13 décembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente pour la vente de sa participation restante d'environ 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest moyennant un produit brut d'environ 1,37 milliard de dollars. La deuxième clôture a eu lieu en janvier 2019.

VENTE D'ACTIFS SECONDAIRES

Le 10 septembre 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives visant la vente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada et d'actifs de production d'énergie aux États-Unis, moyennant un produit brut total d'environ 560 millions de dollars. La vente des actifs dans le secteur de l'électricité aux États-Unis s'est terminée au quatrième trimestre de 2018 et la vente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada a pris fin en février 2019. AltaGas a vendu 43,7 millions d'actions de Tidewater. La vente des actions de Tidewater s'est terminée en septembre 2018.

MISE EN ŒUVRE D'UN PLAN DE FINANCEMENT ÉQUILIBRÉ

Conformément au plan de financement équilibré, une tranche d'environ 2,2 milliards de dollars américains qui avait été prélevée sur la facilité de crédit-relais pour financer l'acquisition de WGL a été remboursée en décembre 2018. Sur cette tranche, environ 1,2 milliard de dollars américains ont été refinancés au moyen d'une nouvelle facilité de crédit renouvelable. Au 31 décembre 2018, le solde de la facilité de crédit-relais s'élevait à environ 83 millions de dollars américains. Il a été remboursé intégralement en février 2019. De plus, le conseil d'administration a approuvé un rajustement de dividendes afin d'augmenter la capacité financière d'AltaGas et sa souplesse de financement. Le conseil a déclaré en janvier 2019 un dividende de 0,08 \$ par action ordinaire, ce qui représente une réduction de 56 % par rapport à 2018.

PERSPECTIVES

AltaGas a pris plusieurs mesures en 2018 pour renforcer son bilan, se donner plus de souplesse de financement et recentrer son portefeuille sur le secteur intermédiaire et le secteur Services publics. En 2019, la Société a défini plusieurs priorités stratégiques à court terme.

Depuis l'acquisition de WGL en juillet 2018, AltaGas se concentre sur l'intégration des deux entreprises. Elle a défini des priorités d'intégration à court et à long terme, notamment les stratégies, l'efficacité organisationnelle, la croissance, la force financière, les effectifs et la culture, tout en respectant ses engagements réglementaires. Des progrès importants ont été réalisés pour intégrer l'équipe de direction de WGL, ses activités et des procédés de base, intégration qui demeurera une priorité pour AltaGas en 2019.

La stratégie d'AltaGas est principalement axée sur deux secteurs d'activité de base complémentaires : le secteur intermédiaire et le secteur Services publics. À l'avenir, AltaGas ciblera des occasions de mettre en valeur des actifs énergétiques de grande qualité qui complètent son infrastructure intégrée existante dans ces secteurs d'activité et cherchera à accroître sa position dans des marchés clés pour connaître à long terme une croissance optimale. Dans le secteur Électricité, AltaGas continuera de chercher à créer des solutions innovatrices moyennant des dépenses d'investissement modérées en utilisant l'expertise de la Société en énergie propre.

AMÉLIORATION DE L'ACCÈS AU MARCHÉ GRÂCE À UNE EMPREINTE INTERMÉDIAIRE INTÉGRÉE

RIPET est située près de Prince Rupert, en Colombie-Britannique, et devrait être la première installation d'exportation de propane sur la côte ouest du Canada. Après une étape exhaustive de mise en service, l'installation est censée commencer sa phase opérationnelle au premier trimestre de 2019, lorsque le réservoir de stockage réfrigéré sera rempli de propane liquéfié. La première cargaison est prévue au début du deuxième trimestre de 2019, ce qui correspond à l'année contractuelle du propane. Une fois entrée en service, l'installation fournira aux producteurs un accès aux nouveaux marchés mondiaux, tout en mettant à profit nos installations de collecte, de traitement et de fractionnement du gaz naturel en Colombie-Britannique et en Alberta.

AUGMENTATION DES RENDEMENTS GÉNÉRÉS PAR LES SERVICES PUBLICS AMÉRICAINS

Dans le secteur Services publics, AltaGas continuera de mettre l'accent sur le renforcement de l'excellence opérationnelle, l'amélioration de l'expérience du client et le recouvrement rapide du capital investi. Par exemple, le gazoduc de jonction Marquette au Michigan, dont l'entrée en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2019, permettra une livraison à la fois propre et fiable du gaz naturel à des milliers de foyers sur le territoire desservi par SEMCO Gas, tout en générant des rendements prévus au début de 2020. Il fournira également une capacité supplémentaire de gaz naturel à la partie supérieure de la péninsule du Michigan, ce qui favorisera la croissance.

VENTES D'ACTIFS PRÉVUES POUR 2019 ET PLAN DE FINANCEMENT ÉQUILIBRÉ

Compte tenu de la vente de sa participation restante de 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest en Colombie-Britannique, AltaGas a réussi à monétiser environ 3,8 milliards d'actifs secondaires depuis la mi-2018, générant une source efficace de capitaux, remodelant son portefeuille d'actifs et donnant la priorité aux secteurs fondamentaux. D'autres ventes d'actifs d'une valeur d'environ 1,5 à 2,0 milliards de dollars sont prévues pour 2019 dans le but de réduire davantage l'endettement de la Société, de financer sa croissance future et de minimiser le recours à court terme aux titres de capitaux propres ordinaires.

ÉVOLUTION GÉNÉRALE DES ACTIVITÉS D'ALTAGAS

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

ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS D'ALTAGAS

En août 2017, la MPSC a approuvé la demande de SEMCO de construire et d'exploiter le gazoduc de jonction Marquette. Le gazoduc de jonction Marquette est un projet de nouveau pipeline qui appartiendra à SEMCO et reliera le réseau de transport gazier Great Lakes au gazoduc de Northern Natural Gas à Marquette, dans le Michigan. Ce projet de pipeline assurera la redondance du système et accroîtra la capacité de livraison, la fiabilité et la diversité de l'approvisionnement en faveur des quelque 35 000 clients de SEMCO Gas qui habitent la partie supérieure de la péninsule ouest du Michigan. Le coût estimé du gazoduc de jonction Marquette est de 135 à 140 millions de dollars américains. Le déboisement et la mobilisation devraient commencer au premier trimestre de 2019 et la mise en service est prévue vers la fin du quatrième trimestre de 2019.

Le 6 juillet 2018, l'acquisition de WGL s'est clôturée et les activités de Washington Gas et de Hampshire Gas ont été ajoutées à l'entreprise de Services publics d'AltaGas. Pour de plus amples détails, voir ci-dessus la rubrique « Opérations récentes dignes de mention ».

Par suite du PAPE d'ACI qui a eu lieu le 25 octobre 2018, les actifs canadiens de services publics à tarifs réglementés, notamment PNG, AUI et Heritage Gas, ne sont plus des filiales d'AltaGas. AltaGas demeure exposée à ces actifs canadiens de services publics à tarifs réglementés par l'entremise de sa participation d'environ 37 % dans ACI.

ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE D'ALTAGAS

En juillet 2016, AltaGas a fini de construire l'installation de Townsend, un pipeline de collecte de gaz de 25 km, deux pipelines d'évacuation de liquides d'une longueur totale de 30 km et un terminal routier. Voir ci-après la rubrique « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Collecte et traitement sur place – Importantes zones d'exploitation et clients importants » pour de plus amples détails.

En octobre 2016, AltaGas a pris une décision d'investissement définitive positive concernant la construction, la propriété et l'exploitation de l'installation de North Pine et des pipelines de North Pine. Le premier réseau de séparation des LGN de 10 000 b/j de l'installation de North Pine a commencé à fonctionner commercialement le 1^{er} décembre 2017. Voir ci-après la rubrique « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Extraction et fractionnement – Ententes contractuelles – Installation de North Pine » pour de plus amples détails.

En décembre 2016, AltaGas a obtenu l'approbation de la BCOGC pour la phase 2 de l'installation de Townsend et pour rénover l'installation de Townsend à faible profondeur existante afin de la transformer en installation à grande profondeur dans l'avenir si AltaGas décide éventuellement de le faire. La mise en service de la phase Townsend 2A de la phase 2 de l'installation de Townsend et de l'équipement de compression auxiliaire a eu lieu le 1^{er} octobre 2017. Voir ci-après la rubrique « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Collecte et traitement sur place – Importantes zones d'exploitation et clients importants – Townsend 2A » pour de plus amples détails.

En janvier 2017, AltaGas a pris une décision d'investissement définitive approuvant le RIPET. On prévoit que le RIPET sera la première installation d'exportation de propane sur la côte ouest canadienne. Le 5 mai 2017, AltaGas LPG Limited Partnership, filiale en propriété exclusive d'AltaGas, et Vopak, ont constitué RILE LP en vue d'aménager le RIPET. Des filiales d'AltaGas détiennent une participation de 70 % dans RILE LP et Vopak détient la participation restante de 30 %. La construction du RIPET a commencé en avril 2017 et la première cargaison est prévue pour le début du deuxième trimestre de 2019. Le RIPET devrait exporter 1,2 million de tonnes de propane par année (soit une capacité d'exportation d'environ 40 000 b/j). Voir ci-après la rubrique « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Exportation d'énergie » pour de plus amples détails.

En mars 2017, AltaGas a vendu le système de livraison d'éthylène et le pipeline de charge d'alimentation de Joffre à Nova Chemicals pour un produit net d'environ 67 millions de dollars.

En juin 2017, AltaGas a modifié son entente ferme existante avec Birchcliff Energy Ltd. pour favoriser l'utilisation accrue de l'installation de Gordondale jusqu'à fin 2020. Les modifications ne s'appliquent qu'aux volumes qui excèdent les engagements fermes.

Le 3 avril 2018, AltaGas a conclu un contrat de traitement de gaz naturel à long terme avec Birchcliff Energy Ltd. concernant l'installation de traitement de gaz corrosif de coupe lourde située à Gordondale, en Alberta.

Par suite de l'acquisition de WGL le 6 juillet 2018, une participation dans quatre gazoducs aux États-Unis et l'entreprise de vente de gaz au détail de WGL ont été ajoutées à l'entreprise intermédiaire d'AltaGas. Voir la rubrique « Opérations récentes dignes de mention » ci-dessus et la rubrique « Entreprise intermédiaire » ci-après pour de plus amples détails.

Le 27 août 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives avec Kelt visant à procurer à cette dernière le traitement garanti de 75 Mp³/j de gaz brut en vertu d'une entente ferme initiale de 10 ans au complexe Townsend.

Le 10 septembre 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives visant la vente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada. La vente a eu lieu en février 2019. Pour de plus amples détails, voir ci-dessus la rubrique « Opérations récentes dignes de mention – Vente d'actifs secondaires ».

En octobre 2018, AltaGas a acquis une participation de 50 % dans certaines usines de traitement du gaz naturel existantes ou futures de Black Swan. Le total des dépenses d'investissement d'AltaGas devrait atteindre environ 230 millions de dollars. AltaGas et Black Swan ont également conclu des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui comprennent la nouvelle infrastructure de manutention de liquides d'AltaGas.

Le 4 octobre 2018, la FERC a accordé l'autorisation de mettre en service le gazoduc Central Penn. Le gazoduc est entré en service le 6 octobre 2018.

ÉVOLUTION DE L'ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ D'ALTAGAS

En raison de modifications apportées aux lois visant les EAE de Sundance B, ASTC Power Partnership, coentreprise conclue entre TransCanada Energy Ltd. et AltaGas Pipeline Partnership, filiale en propriété exclusive d'AltaGas, a exercé son droit de résiliation des EAE de Sundance B le 8 mars 2016. En décembre 2016, une entente de règlement final a été conclue avec le gouvernement de l'Alberta qui a accepté la résiliation des EAE de Sundance B le 8 mars 2016. Aux termes de l'entente de règlement, AltaGas s'est engagée à verser 391 879 crédits compensatoires de carbone autogénérés et une somme en espèces de 6 millions de dollars, payable en versements égaux sur trois ans à compter de 2018, et le gouvernement de l'Alberta a libéré intégralement AltaGas de ses obligations à l'égard des EAE de Sundance B.

Le 31 décembre 2016, AltaGas a mis en service l'installation de stockage d'énergie de Pomona. Pour de plus amples détails, voir ci-après la rubrique « Activités de la Société – Entreprise d'électricité ».

Le 13 juin 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente définitive afin de vendre indirectement 35 % de sa participation dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest moyennant un produit brut de 922 millions de dollars. L'opération s'est clôturée le 22 juin 2018.

Le 6 juillet 2018, dans le cadre de l'acquisition de WGL, WGL Energy Systems et WGL Energy Services ont été ajoutées à l'entreprise d'électricité d'AltaGas. Pour de plus amples détails, voir ci-dessus la rubrique « Opérations récentes dignes de mention ».

Le 10 septembre 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives visant la vente d'actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada. La vente a eu lieu en février 2019. Pour de plus amples détails, voir ci-dessus la rubrique « Opérations récentes dignes de mention ».

Le 19 octobre 2018, le parc éolien de Bear Mountain, situé en Colombie-Britannique, a été vendu à ACI. De plus, une participation minoritaire de 10 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest a été vendue à ACI. Voir « Opérations récentes dignes de mention ».

Le 13 novembre 2018, les installations alimentées au gaz de Tracy, Hanford et Henrietta, situées en Californie, ont été vendues à Middle River Power pour un prix d'achat brut de 299 millions de dollars américains.

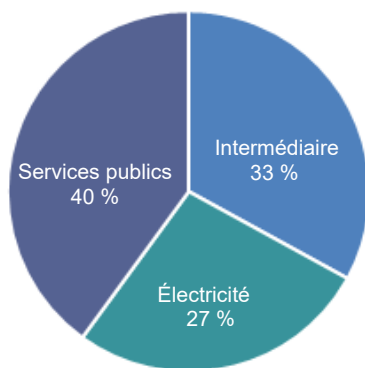
Le 11 décembre 2018, le parc éolien de Busch Ranch, situé aux États-Unis, a été vendu pour environ 16 millions de dollars américains.

Le 13 décembre 2018, AltaGas a annoncé qu'elle avait conclu une entente visant la vente de sa participation restante d'environ 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest. La vente a eu lieu en janvier 2019.

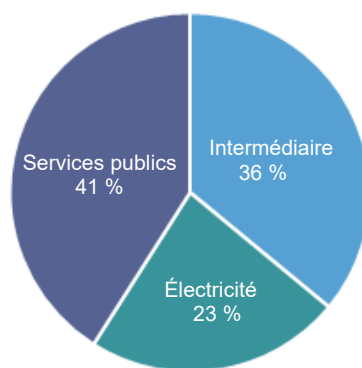
ACTIVITÉS DE LA SOCIÉTÉ

Les produits d'AltaGas se sont établis à environ 4,3 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 comparativement à 2,6 milliards de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Produits par entreprise en 2018⁽¹⁾



Produits par entreprise en 2017⁽¹⁾



Note :

(1) Avant l'élimination des chiffres intersectoriels et des activités du siège social.

AltaGas exerce ses activités dans trois secteurs, Services publics, intermédiaire et Électricité, qui sont plus amplement décrits dans les rubriques qui suivent. L'entreprise d'AltaGas comprend également un secteur Siège social, qui s'occupe essentiellement des placements, des résultats des contrats de gestion de certains risques et des produits et charges qui ne peuvent pas être affectés directement aux entreprises en exploitation.

ENTREPRISE DE SERVICES PUBLICS

L'entreprise de Services publics a rapporté des produits de 1,7 milliard de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (1,1 milliard de dollars en 2017), soit environ 40 % (41 % en 2017) des produits totaux d'AltaGas, avant élimination des chiffres intersectoriels et des activités du siège social.

Investissement dans AltaGas Canada Inc.

Le PAPE d'ACI, ancienne filiale en propriété exclusive d'AltaGas, s'est terminé au quatrième trimestre de 2018. Au 31 décembre 2018, AltaGas avait une participation d'environ 37 % dans ACI. Depuis le PAPE, sa participation dans ACI est considérée comme un placement en actions.

Le 18 octobre 2018, ACI a acquis les actifs suivants d'AltaGas : (i) des installations de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés en Alberta (AUI, qui dessert environ 80 400 clients), en Colombie-Britannique (PNG, qui dessert environ 41 900 clients) et en Nouvelle-Écosse (Heritage Gas, qui dessert environ 7 300 clients); (ii) des participations minoritaires dans des entités (Inuvik Gas Ltd. et Ikhil Joint Venture) qui fournissent du gaz naturel à la ville d'Inuvik, dans les Territoires-du-Nord-Ouest; (iii) des actifs éoliens de 102 MW entièrement sous contrat (Bear Mountain), situés près de Dawson Creek, en Colombie-Britannique; (iv) une participation indirecte en actions d'environ 10 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest. Depuis le PAPE d'ACI, le secteur Services publics ne contrôle plus de services publics canadiens.

Entreprise américaine de services publics

Le secteur Services publics est propriétaire d'installations qui livrent du gaz naturel à des utilisateurs finaux des États-Unis. Aux États-Unis, le secteur Services publics est composé de Washington Gas (dans le District de Columbia, au Maryland et en Virginie), de Hampshire Gas en Virginie-Occidentale, de SEMCO Gas au Michigan, d'ENSTAR en Alaska et d'une participation de 65 % dans CINGSA, une installation de stockage de gaz naturel réglementée située en Alaska.

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 légitimement engagés pour fournir ses services et de toucher le rendement des capitaux propres approuvé par l'autorité de réglementation dépend de l'atteinte par le service public des prévisions établies 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. Ce sont des programmes à long terme exposés à l'évolution de la situation et à l'approbation des autorités par tranches de cinq ans. SEMCO Gas et Washington Gas accélèrent 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. Une fois les nouveaux tarifs de base en vigueur dans un territoire donné, les dépenses qui étaient auparavant recouvrées au moyen de frais supplémentaires seront perçues au moyen des nouveaux tarifs de base.

L'entreprise de Services publics est réglementée 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. 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, au Maryland et en Virginie, les tarifs sont établis d'après les résultats d'une année de référence antérieure, auxquels on ajoute les variations connues et mesurables. Au Michigan, 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, tout en dégageant un rendement raisonnable sur leurs investissements dans les installations utilisées pour vendre ferme et livrer

le gaz. Les autorités de réglementation tentent de fixer des tarifs justes et raisonnables, qui incitent à investir sans être indûment préférentiels, arbitraires ou injustement discriminatoires.

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 2018 et 2017.

	2018	2017
Base tarifaire (<i>en millions de dollars</i>) ⁽¹⁾		
Services publics du Canada ⁽²⁾	-	833
Services publics des États-Unis ⁽³⁾⁽⁴⁾	3 684	847

Notes :

- (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) Les services publics canadiens ont été vendus à ACI en 2018.
- (3) En dollars américains.
- (4) Tient compte de la participation de 65 % de SEMCO Energy dans CINGSA.

Le tableau suivant indique les dépenses d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre 2018 et 2017.

	2018	2017
(<i>en millions de dollars</i>)		
Services publics du Canada ⁽¹⁾		
Nouvelle clientèle	15	14
Amélioration des circuits de distribution et fourniture de gaz	34	40
Installations générales	7	8
Total	56	62
Services publics des États-Unis ⁽²⁾		
Nouvelle clientèle	63	9
Amélioration des circuits de distribution et fourniture de gaz	234	37
Installations générales	64	4
Total	361	50

Notes :

- (1) Jusqu'au PAPE d'ACI en octobre 2018.
- (2) En dollars américains.

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 2018	Capitaux propres attribuables aux actions ordinaires autorisés	RCP autorisé (%) 2017	RCP autorisé (%) 2018	Principales caractéristiques et faits nouveaux importants
Washington Gas	PSC du Maryland PSC du DC SCC de Virginie	77	51,7 - 55,7	9,46	9,25 - 9,7	- Tarifs de distribution approuvés selon un modèle de coût des services. - Demande tarifaire déposée en 2018 auprès de la PSC du Maryland visant une augmentation des tarifs et des programmes de remplacement accéléré des conduites. Décisions rendues en décembre 2018. - Demande tarifaire déposée en 2018 auprès de la SCC de Virginie visant une augmentation des tarifs. Audience et décision attendues en 2019.
SEMCO Gas	MPSC	13	49,04	10,35	10,35	- 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 le recouvrement des coûts du programme de remplacement accéléré des plus vieux tronçons de canalisations du réseau. - Dernière demande tarifaire réglée en 2011. Dépôt de la prochaine demande tarifaire en 2019.
ENSTAR	RCA	8	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. - Ordonnance tarifaire approuvant la hausse prononcée le 22 septembre 2017. Prise d'effet des tarifs définitifs le 1^{er} novembre 2017. - Dépôt obligatoire d'une autre demande tarifaire au plus tard le 1^{er} juin 2021 fondée sur l'année de référence 2020.
CINGSA	RCA	2	50	12,55	11,875 ⁽¹⁾	- 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. - Demande tarifaire déposée en 2018 en fonction de l'année de référence 2017. - Audience sur la révision des tarifs prévue pour avril 2019 et décision attendue au troisième trimestre de 2019.
Hampshire Gas	FERC	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	- Tarif de transfert du coût des services approuvé par la FERC.

Note :

(1) CINGSA applique des tarifs intérimaires qui supposent un RCP de 11,875 % dans sa demande tarifaire déposée en avril 2018.

WASHINGTON GAS

Washington Gas distribue du gaz naturel depuis 1848 et fournit des services réglementés à des utilisateurs finaux dans le District de Columbia, en Virginie et au Maryland. L'entreprise compte environ 1,2 million de clients en tout dans le District de Columbia (~165 000; 14 %), le Maryland (~489 000; 41 %) et la Virginie (~531 000; 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.

Exploitation

Washington Gas se procure du gaz naturel qui provient de différentes régions des États-Unis. Au 31 décembre 2018, elle avait conclu des ententes avec quatre sociétés de pipeline qui fournissaient des services fermes d'acheminement et de stockage, dont les dates d'expiration s'étaient étalées entre 2019 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 à compter de 2019.

Le tableau qui suit présente, par catégorie de clients, les livraisons de Washington Gas pour la période allant de la clôture de l'acquisition de WGL au 31 décembre 2018 :

	2018
Livraisons : (en MDth)	
Secteur résidentiel	27 567
Secteur commercial	8 623
Transport	39 368
Total des livraisons	75 558

	2018
Clients à la fin de l'exercice :	
Secteur résidentiel	962 003
Secteur commercial	47 772
Transport	175 055
Total des clients	1 184 830

Caractère saisonnier

Dans le District de Columbia, en Virginie et au Maryland, 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 de Washington Gas sont fondés sur la moyenne mobile sur 30 ans des degrés-jours prévus pour la période visée par la demande tarifaire. En Virginie et au Maryland, 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 et il n'y a pas de couverture pour compenser les effets des conditions météorologiques. Par conséquent, les résultats financiers varieront selon qu'il fait un temps froid ou chaud.

Évolution de la réglementation et demandes aux autorités

Au début de 2018, Washington Gas a demandé à ses trois autorités de réglementation une réduction des tarifs de distribution qui tient compte de l'effet de la TCJA. Entre la clôture de l'acquisition de WGL et le 31 décembre 2018, les réponses des autorités ont eu pour effet de réduire les tarifs de base d'environ 6 millions de dollars américains au Maryland, 3 millions de dollars américains dans le District de Columbia et 6 millions de dollars américains en Virginie.

Le 15 mai 2018, Washington Gas a demandé à la PSC du Maryland de l'autoriser à augmenter ses tarifs de base pour le service de gaz naturel d'environ 56 millions de dollars américains, dont environ 15 millions de dollars américains en frais supplémentaires actuellement payés par les clients pour la mise à niveau des réseaux. Le 11 décembre 2018, la PSC du Maryland a approuvé les nouveaux produits d'exploitation de 29 millions de dollars américains de Washington Gas et augmenté le rendement des capitaux propres pour le faire passer à 9,7 %. Le 10 janvier 2019, Washington Gas a demandé la révision de l'ordonnance définitive de l'organisme, alléguant qu'elle contenait deux erreurs. La décision de la PSC du Maryland concernant la demande de révision est attendue à la fin du premier trimestre ou au deuxième trimestre de 2019.

Le 15 juin 2018, Washington Gas a demandé à la PSC du Maryland d'approuver la deuxième phase de son projet de gazoduc accéléré au Maryland, appelé le plan STRIDE (*Strategic Infrastructure Development and Enhancement*). Il est demandé d'approuver environ 394 millions de dollars américains pour le remplacement accéléré des infrastructures entre 2019 et 2023. Le 11 décembre 2018, la PSC du Maryland a approuvé un programme de 350 millions de dollars américains sur cinq ans. Le 9 janvier 2019, Washington Gas a demandé la permission d'ajouter à sa liste de projets pour 2019 des projets d'un coût annuel supplémentaire d'environ 65 millions de dollars américains. Le 25 janvier 2019, la PSC du Maryland a approuvé la liste révisée des projets pour 2019 et confirmé le coût annuel d'environ 65 millions de dollars américains.

Le 31 juillet 2018, Washington Gas a demandé à la SCC de la Virginie de l'autoriser à augmenter ses tarifs de base pour le service de gaz naturel. Cette augmentation des tarifs de base, si elle est consentie, serait d'environ 38 millions de dollars américains, dont environ 15 millions de dollars américains au titre des frais supplémentaires mensuels perçus en vertu du programme SAVE (Steps to Advance Virginia's Energy Plan) pour le remplacement accéléré des conduites. Les nouveaux tarifs provisoires sont entrés en vigueur en janvier 2019, sous réserve de remboursement. Les audiences sont prévues pour avril 2019 et la décision devrait être rendue au cours du second semestre de 2019.

Le 31 août 2018, Washington Gas a demandé à la SCC de la Virginie l'autorisation d'engager des dépenses d'investissement d'environ 70 millions de dollars américains en 2019, dans le cadre du programme SAVE de 2019. La demande au titre du programme SAVE pour 2019 a été approuvée et mise en application à compter de janvier 2019.

Le 7 décembre 2018, Washington Gas a déposé une demande auprès de la PSC du DC visant la phase 2 du *Projectpipes* en vue d'obtenir l'approbation du remplacement accéléré des infrastructures dans le District de Columbia au coût d'environ 305 millions de dollars américains entre 2019 et 2024.

Dans le cadre 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, des projets d'expansion des gazoducs et d'autres programmes, divers engagements d'intérêt public et des programmes de sécurité. Le montant total passé en charges en 2018 était d'environ 140 millions de dollars américains, sur lesquels 111 millions de dollars américains ont été payés au 31 décembre 2018. De plus, certains autres engagements réglementaires seront passés en charges lorsque les coûts seront engagés dans l'avenir, notamment en ce qui concerne l'embauche de formateurs pour la prévention des dommages, un investissement de 70 millions de dollars américains sur 10 ans pour étendre l'approvisionnement en gaz naturel et un investissement de 8 millions de dollars américains pour réduire les fuites.

HAMPSHIRE GAS

Hampshire Gas 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 Gas est réglementée par la FERC. Washington Gas achète toute la capacité de stockage de Hampshire Gas et inclut le coût des services dans les factures d'énergie à tarifs réglementés présentées à ses clients. Hampshire Gas 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 une entreprise de services publics 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. L'entreprise de services publics de gaz de SEMCO Energy comprend également une participation de 65 % dans CINGSA, entreprise réglementée de stockage de gaz naturel de l'Alaska. L'entreprise de services publics de gaz rapporte environ 99 % des revenus d'exploitation consolidés de SEMCO Energy en 2018. L'entreprise de services publics de gaz achète, transporte, distribue et vend du gaz naturel et des services de distribution de gaz accessoires à des clients des secteurs résidentiels, commerciaux et industriels et elle constitue le plus grand secteur d'activité de SEMCO Energy.

SEMCO GAS

Au Michigan, SEMCO Gas distribue du gaz naturel à environ 303 000 clients réglementés du sud du Michigan et de la partie supérieure de la péninsule de cet État. Environ 84 % 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 1,0 % par année au cours des trois dernières années (augmentation de 1,1 % en 2018). 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 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 canalisations de transport de gaz totalisant environ 151 milles et des canalisations de distribution de gaz totalisant environ 6 175 milles. Ces canalisations sont réparties dans la moitié sud de la partie inférieure 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 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 North American Energy Standards Board (« NAESB »).

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

	2018	2017
Livraisons : (en MDth)		
Secteur résidentiel	27 278	23 713
Secteur commercial	13 595	13 595
Transport	22 248	21 225
Gaz au choix du client ⁽¹⁾	3 394	3 394
Total des livraisons	66 515	61 927
	2018	2017
Clients à la fin de l'exercice⁽²⁾ :		
Secteur résidentiel	258 300	256 670
Secteur commercial	23 523	23 487
Transport	253	252
Gaz au choix du client ⁽¹⁾	21 102	23 171
Total des clients	303 178	303 580

Notes :

- (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 de 1,9 million 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 27 décembre 2017, la MPSC a ordonné à tous les services publics du Michigan d'établir les répercussions de la TCJA, qui est entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2018. Le 22 février 2018, la MPSC a ordonné à tous les services publics du Michigan de suivre une démarche à trois étapes pour calculer et appliquer les crédits sur les factures attribuables à la baisse des produits entraînée par la TCJA. La première étape consistait à établir un crédit (le « crédit A ») selon une cause contestée. Le crédit A est un crédit d'impôt prospectif qui remboursera les économies d'impôt annuelles entraînées par la baisse du taux d'imposition fédéral américain des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 % sur une base prospective. Le 29 mars 2018, SEMCO Gas a déposé son crédit A, qui reflétait une réduction des produits d'exploitation d'environ 5,9 millions de dollars américains par année. Le 20 avril 2018, elle a complété son dépôt par l'ajout d'une proposition visant à réduire sa surcharge du programme de remplacement des canalisations (le « PRC ») de manière à tenir compte de l'incidence de la TCJA sur les besoins en produits annuels de son PRC. Le 30 mai 2018, la MPSC a approuvé un règlement relativement au dépôt du crédit A de SEMCO Gas reflétant une réduction des produits d'exploitation d'environ 5,9 millions de dollars américains et une réduction des besoins en produits annuels du PRC d'environ 0,6 million de dollars américains; ce règlement a pris effet le 1^{er} juillet 2018. Le crédit A demeurera en place jusqu'à l'établissement de nouveaux taux lors de la prochaine demande tarifaire générale. La deuxième étape consistait à établir un autre crédit (le « crédit B ») selon une cause contestée. Le crédit B est un crédit d'impôt rétrospectif qui tient compte de la baisse du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 %, du 1^{er} janvier 2018 jusqu'à la date d'établissement du crédit A. Le 27 juillet 2018, SEMCO Gas a déposé son projet de crédit B en réponse à l'incidence de la baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés due à la TCJA sur les tarifs de son gaz naturel du 1^{er} janvier 2018 au 30 juin 2018. Le 28 septembre 2018, la MPSC a approuvé un règlement relatif au dépôt du crédit B de SEMCO Gas. Cette dernière créditera ses clients d'environ 4,7 millions de dollars américains en proportion des volumes achetés pendant trois mois à compter du premier cycle de facturation d'octobre 2018. La troisième et dernière étape consistait à établir toutes les autres répercussions de la TCJA (le « calcul C »), qui est essentiellement le recalcul des impôts différés et l'établissement d'un mécanisme selon lequel les sommes différées en tant que passifs réglementaires seront rendues aux clients. Le 1^{er} octobre 2018, SEMCO Gas a déposé sa demande qui traite des autres répercussions de la TCJA visées par le calcul C.

ENSTAR

En Alaska, ENSTAR distribue du gaz naturel à quelque 145 000 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 immeubles publics. ENSTAR transporte aussi du gaz vers des centrales électriques et une usine de GNL. La zone desservie par ENSTAR comprend plus de 58 % de la population de l'Alaska.

Le nombre moyen de clients d'ENSTAR a augmenté, en moyenne, d'environ 1,3 % par année au cours des trois dernières années (augmentation de 1,2 % en 2018). 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 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 446 milles et des canalisations de distribution de gaz totalisant environ 3 125 milles. Les canalisations de transport et de distribution d'ENSTAR se trouvent à Anchorage et dans le nord 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 et 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 2023 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 :

	2018	2017
Ventes et livraisons : (en Mpi³)		
Secteur résidentiel	18 322	19 984
Secteur commercial	12 415	13 464
Transport	25 041	27 344
Total des livraisons	55 778	60 792

	2018	2017
Clients à la fin de l'exercice :		
Secteur résidentiel	132 270	131 615
Secteur commercial	12 829	12 765
Transport	22	22
Total des clients	145 121	144 402

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 5,1 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 du tarif 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, qui doit être déposée au plus tard le 1^{er} juin 2021, fondée sur l'année de référence 2020.

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 trois services publics d'électricité de la région de Cook Inlet ainsi qu'un service de stockage de gaz interruptible à ENSTAR et à cinq autres clients. ENSTAR a souscrit environ 78 % de la capacité initiale de CINGSA et environ 66 % 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

En 2013, CINGSA a détecté une pression supérieure à ce qui était prévu durant sa fermeture semestrielle. Elle a établi qu'elle avait rencontré une poche de gaz près de la pression initiale du réservoir. Après une analyse approfondie, CINGSA a établi que la poche de gaz découverte totalisait environ 14,5 Gpi³. En août 2015, elle a conclu avec la plupart de ses clients une stipulation concernant le gaz découvert. Des audiences devant la RCA ont été tenues en septembre 2015. Le 4 décembre 2015, la RCA a annulé la stipulation, a permis à CINGSA de vendre jusqu'à 2 Gpi³ de gaz, mais l'a obligée à attribuer environ 87 % du produit net de cette vente à ses clients fermes. Le 4 janvier 2016, CINGSA a porté l'ordonnance de la RCA en appel devant la cour supérieure de l'Alaska. Le 17 août 2017, la Cour supérieure a confirmé en tous points la décision de la RCA. CINGSA n'a pas exercé son droit d'interjeter appel de la décision de la Cour supérieure devant la Cour suprême de l'Alaska; la décision de la RCA et son attribution du produit sont maintenues.

En avril 2018, CINGSA a déposé une demande pour une décision anticipée sur un projet de redondance impliquant des dépenses d'investissement d'environ 41 millions de dollars américains et des besoins annuels en produits d'environ 6 millions de dollars américains. La réplique a été déposée en septembre 2018. L'audience a eu lieu en octobre 2018 et la décision est attendue au deuxième trimestre de 2019.

Comme il est prévu dans le certificat et les stipulations d'utilité publique acceptés par la RCA relativement à l'installation de stockage de CINGSA, la RCA a ordonné à CINGSA de déposer une étude sur les besoins en revenus. Le dossier sur les tarifs a été déposé en avril 2018. Les audiences sont prévues pour avril 2019 et la décision devrait être rendue au troisième trimestre de 2019.

Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise de services publics

SEMCO Gas

Au 31 décembre 2018, SEMCO Gas avait terminé des 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 attestant qu'aucune autre mesure n'était requise auprès du Department of Environmental Quality du Michigan 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.

Vu la nature des activités exercées dans le passé par SEMCO Gas et des tiers sur des terrains lui appartenant, particulièrement ceux où étaient situées les usines de gaz synthétique, rien ne garantit que tous les cas de contamination du sol et de l'eau souterraine ont été repérés, même dans le cas des terrains qui ont fait l'objet d'évaluations environnementales ou d'autres expertises. L'évolution des lois, des politiques ou de leur mise en application, la survenance de déversements et d'accidents éventuels ou la découverte d'une contamination jusqu'alors inconnue pourraient également entraîner d'importantes obligations environnementales.

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'expertise et d'assainissement doivent être entrepris sur les deux sites à l'avenir, SEMCO Gas pourrait considérablement engager sa responsabilité, que l'existence d'actifs réglementaires atténue néanmoins.

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.

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 sur une longue période de temps dans le but de contrôler les effets environnementaux. 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. Il est difficile d'estimer avec précision les coûts des interventions environnementales, puisque de nombreux facteurs les influencent, notamment les 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 concernés;
- 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 devant être accordé à la remise en état 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 de remettre en état son installation de East Station, qui est adjacente à la rivière Anacostia, notamment par le pompage et le traitement des eaux souterraines, la récupération du goudron, le confinement du sol et d'autres traitements. Washington Gas mène une enquête de réhabilitation et de faisabilité en application d'un décret de consentement de 2012 avec le District de Columbia et le gouvernement fédéral, de sorte que des travaux de remise en état additionnels pourraient être nécessaires. De plus, des déchets de gaz synthétique ont été découverts sur un terrain adjacent à l'installation de East Station. Washington Gas a accepté de collaborer avec les propriétaires du terrain adjacent pour mener une enquête sur le site, échantillonner les eaux souterraines et présenter un rapport sur la contamination du site sous la supervision du Department of Energy and Environment (« DOEE »).

En février 2016, Washington Gas a reçu une lettre du District de Columbia et du Service national des parcs relativement au projet Anacostia River Sediment, dans laquelle il était mentionné que le District de Columbia mène sa propre étude de réhabilitation 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. Dans le rapport provisoire sur le projet d'assainissement des sédiments publié le 30 mars 2018, il est indiqué que le site East Station fait partie des dix-sept sites pouvant faire l'objet de nettoyage environnemental. Au cours de l'exercice clos le 30 septembre 2017, Washington Gas a reçu une demande d'information concernant trois de ses propriétés. 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.

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 2025. 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.

ENTREPRISE INTERMÉDIAIRE

L'entreprise intermédiaire d'AltaGas a rapporté des produits de 1,4 milliard de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (1,0 milliard de dollars en 2017), soit environ 33 % (36 % en 2017) des produits totaux d'AltaGas avant élimination des chiffres intersectoriels et des activités du siège social. L'entreprise intermédiaire est principalement composée des activités d'extraction, de fractionnement, de collecte et de traitement sur place, de distribution de gaz naturel à la clientèle au détail, d'installations de stockage de gaz naturel sous contrat et d'investissements dans des pipelines d'AltaGas décrites ci-après. AltaGas est également propriétaire de certains actifs secondaires dans le secteur du transport et de pipelines de transport. Pour soutenir son entreprise intermédiaire, AltaGas exploite des services énergétiques principalement axés sur la vente de gaz naturel et de LGN. AltaGas poursuit aussi des projets d'exportation d'énergie grâce au RIPET et construit le projet de stockage de gaz naturel d'Alton.

Entreprise intermédiaire – Extraction et fractionnement

Extraction et fractionnement – Usines

La production des usines d'extraction est fonction de la quantité de gaz naturel traitée, de la composition du gaz naturel, de l'efficacité du procédé de récupération et du temps pendant lequel l'usine fonctionne. Le tableau qui suit indique, au 31 décembre 2018, la liste des usines d'extraction et de fractionnement dans lesquelles AltaGas a une participation, la capacité de traitement de chaque usine, sa production totale et si AltaGas en est l'exploitant ou non.

Usine d'extraction ou de fractionnement	Lieu	Participation (%)	Capacité de traitement d'AltaGas à l'entrée de l'usine (Mpi ³ /j)	Capacité de fractionnement d'AltaGas à l'entrée de l'usine (b/j)	Exploitant
Harmattan	Centre de l'Alberta	100	490	35 000	AltaGas
Younger ⁽¹⁾	Taylor (C.-B.)	28,33	213	9 750	Autre
JEEP	Joffre (Alberta)	100	250	s.o.	AltaGas
EEEP	Edmonton (Alberta)	100	390	s.o.	AltaGas
Empress	Empress (Alberta)	11,25	135	s.o.	Autre
North Pine	Fort St. John (C.-B.)	100	s.o.	10 000	AltaGas
Total			1 478	54 750	

Note :

- (1) Pembina a pris en charge l'exploitation de Younger à compter du 1^{er} avril 2018. À ce moment, la participation d'AltaGas dans les installations d'extraction a été ramenée à 28,33 % et à 50 % dans les installations de fractionnement, de sorte que la capacité de traitement d'AltaGas à l'entrée de l'usine est passée à 213 Mpi³/j.

Production totale de liquides (b/j)⁽¹⁾

	2018	2017
LGN ⁽²⁾	25 737	28 316
Éthane	25 448	26 125

Notes :

- (1) Volumes moyens au quatrième trimestre.
(2) Compte non tenu des LGN sur place.

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. L'approvisionnement en gaz naturel brut d'Harmattan repose sur l'activité des producteurs du centre-ouest de l'Alberta. Harmattan est la seule usine de fractionnement complet de coupes lourdes de la région.

Extraction et fractionnement – Ententes contractuelles

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

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.

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, l'extraction de LGN et le fractionnement de 35 000 b/j de LGN et la fourniture des installations de terminal. Harmattan compte aussi une installation de traitement du pétrole fractionné d'une capacité de 450 b/j, une installation de production de gaz carbonique (CO₂) de qualité industrielle d'une capacité de 200 t/j et une installation de déchargement par camion de LGN d'une capacité de 10 000 b/j. Outre, les services d'extraction et de fractionnement, Harmattan offre aussi des services de stockage et de terminal.

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. Des produits d'exploitation fondés sur la rémunération des services sont tirés du traitement du gaz naturel brut, de l'extraction des LGN, de leur fractionnement et de la fourniture d'installations de terminal, et du traitement sur demande des LGN.

Environ 30 % 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.

L'usine 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. 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 de 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.

La direction a 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 notice annuelle.

Younger

Le 1^{er} avril 2018, la participation d'AltaGas a été ramenée à 28,33 % dans les installations d'extraction de Younger et à 50 % dans les installations de fractionnement, de stockage, de chargement, de traitement et de terminal de LGN. 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 de ces installations. Younger traite du gaz naturel acheminé par le réseau de Spectra Energy et le réseau Stoddart de Canadian Natural Resources Limited pour en récupérer les LGN.

Pembina est chargée d'approvisionner AltaGas en gaz et AltaGas commercialise sa part des LGN produits.

UEEJ

AltaGas est l'unique propriétaire de l'UEEJ, qui peut traiter 250 Mpi³/j de gaz naturel et produire jusqu'à 10 400 b/j d'éthane et de LGN.

Comme elle jouxte le complexe pétrochimique de Joffre de Nova Chemicals, l'usine récupère l'éthane et les 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 des installations de fractionnement régionales en vertu de contrats à court ou à moyen terme. 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 est propriétaire de la totalité 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 conforme aux spécifications de 23 000 b/j et de LGN de 7 500 b/j.

Le gaz traité par l'installation approvisionne les marchés de la consommation de la ville d'Edmonton, en Alberta. Environ la moitié de la capacité de production d'éthane de l'UEEE est vendue à Nova Chemicals en vertu d'un contrat à long terme prévoyant des frais établis suivant le principe de l'utilisateur-payeur. L'autre moitié est actuellement vendue au comptant. AltaGas livre sa production de LGN à des installations de fractionnement régionales en vertu de contrats à moyen et à long terme. 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.

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.

Installation de North Pine

Le premier réseau de l'installation de North Pine a été mis en service le 1^{er} décembre 2017. Il est capable de traiter au plus 10 000 b/j d'un mélange de LGN propane plus et la capacité de son terminal est de 6 000 b/j de condensat. Les permis ont été obtenus relativement à la deuxième installation de séparation des LGN, capable de traiter au plus 10 000 b/j supplémentaires d'un mélange de LGN propane plus depuis la conclusion d'ententes avec Black Swan et Kelt au second semestre de 2018. La capacité supplémentaire à l'installation de North Pine devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2019.

Les pipelines de North Pine relient l'installation de North Pine au terminal routier de l'installation de Townsend. L'installation de North Pine fait l'objet d'ententes d'approvisionnement à long terme intervenues avec Black Swan, Kelt et Painted Pony. Le propane, le butane et le condensat peuvent être acheminés vers les marchés nord-américains et le propane peut être transporté jusqu'au RIPET au moyen du réseau ferroviaire du CN, auquel l'installation de North Pine a accès.

Concurrence

Les établissements d'extraction et de fractionnement d'AltaGas sont bien positionnés pour évoluer dans un environnement concurrentiel et tirer parti de leurs situations stratégiques et de leurs ententes contractuelles pour rivaliser avec la concurrence dans le secteur des LGN.

Les installations de l'UEEP et de l'UEEE d'AltaGas sont situées stratégiquement et alimentent l'industrie pétrochimique et la ville d'Edmonton.

Younger traite du gaz naturel extrait de la formation de gaz de schiste de Montney, située en Colombie-Britannique. L'installation bénéficie d'une situation stratégique, étant la seule usine à longer un pipeline dans cette région de la Colombie-Britannique. Alors que Younger est la seule à longer un pipeline dans la région, le pipeline Alliance doit rivaliser avec la concurrence pour s'approvisionner localement en gaz naturel.

Harmattan est bien positionnée comme installation de traitement à faibles coûts et à volumes élevés dans la région qu'elle dessert. 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. L'usine de séparation et retour en aval a entraîné l'augmentation de l'utilisation de l'usine, ce qui a eu pour effet favorable de faire en sorte que les équipements installés pour la séparation et le retour en aval ont augmenté la fiabilité et l'efficacité pour les clients des services de traitement de gaz et de séparation et de retour en aval.

L'installation de North Pine 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.

Entreprise intermédiaire – Collecte et traitement sur place et transport

Après la vente, en février 2019, d'actifs intermédiaires secondaires dont il était question précédemment (voir « Opérations récentes dignes de mention – Vente d'actifs secondaires »), l'entreprise de collecte et de traitement sur place d'AltaGas se compose d'installations de collecte et de traitement qui sont toutes situées dans la région de Montney dans l'Ouest canadien et de conduites de collecte et de vente en amont des installations de traitement qui livrent le gaz naturel dans des réseaux de gazoducs en aval qui approvisionnent les marchés nord-américains du gaz naturel. AltaGas possède une capacité brute totale autorisée d'environ 0,7 Gpi³/j, dont 23 % pouvaient traiter du gaz corrosif. AltaGas exploite la totalité de ses installations sauf une.

Les réseaux de collecte acheminent le gaz naturel pour le compte de producteurs depuis la tête de puits jusqu'aux installations de traitement 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 qui transportent le gaz aux marchés nationaux et d'exportation d'énergie.

Les principaux catalyseurs des activités de collecte et de traitement sur place sont le débit, les frais de collecte et de traitement et les frais d'exploitation, plusieurs installations profitant de contrats d'achat ferme. Le débit est influencé par le raccord de nouveaux puits, la réactivation, la remise en production, l'optimisation des puits opérée par les producteurs et le fléchissement de la production naturelle dans des zones desservies par les installations de traitement d'AltaGas.

AltaGas est capable d'extraire les LGN dans cinq de ses usines de traitement du gaz naturel sur place. Voir précédemment la rubrique « Entreprise intermédiaire – Extraction et fractionnement ».

Collecte et traitement sur place – Utilisation

AltaGas vise l'amélioration constante, l'excellence en matière d'exploitation 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 installations, 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.

Capacité et débit des installations de collecte et de traitement sur place

	2018	2017
Installation		
Townsend	396	297
Gordondale	150	150
Blair Creek	120	120
Aitken Creek North	55	-
Autres	489	554

	2018	2017
Capacité brute autorisée (Mpi ³ /j) ⁽¹⁾⁽²⁾	1 209	1 121
Débit brut (quatrième trimestre) (Mpi ³ /j) ⁽²⁾	466	441
Utilisation de la capacité (%)	41	39
Capacité d'utilisation des actifs essentiels (%)	64	46

Notes :

(1) Aux 31 décembre 2018 et 2017.

(2) Les chiffres bruts ne tiennent pas compte de la participation directe d'AltaGas dans les installations qu'elle exploite. Les données sur les installations qu'elle n'exploite pas, comme celle d'Aitken Creek, sont présentées sur une base nette.

Le taux d'utilisation moyen des installations est passé de 39 % en 2017 à 41 % en 2018, principalement en raison de l'acquisition de l'installation Aitken Creek North (usine 1) en octobre 2018, laquelle a été partiellement compensée par la cession de certains actifs secondaires au premier trimestre de 2018. L'utilisation de la capacité des actifs essentiels est passée de 46 % en 2017 à 64 % en 2018, principalement en raison du débit de traitement plus élevé à Townsend.

Collecte et traitement sur place – Importantes zones d'exploitation et clients importants

Environ 90 % des volumes de collecte et de traitement sur place d'AltaGas sont traités par les installations de Townsend, l'installation de Blair Creek, l'installation de Gordondale et l'installation d'Aitken Creek North, situées dans la zone de ressources Montney riche en hydrocarbures.

Complexe de Townsend

Installation de Townsend

L'installation de Townsend, dont AltaGas est seule propriétaire, est une installation de traitement de gaz à faible profondeur de 198 Mpi³/j située à environ 100 km au nord de Fort St. John et à 20 km au sud-est de l'installation de Blair Creek d'AltaGas. Painted Pony a réservé la totalité de la capacité de l'installation de Townsend en vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans qui expire en 2036.

Une conduite de collecte de gaz naturel de 25 km relie la zone de collecte sur place de Blair Creek à l'installation de Townsend, et Painted Pony a réservé toute la capacité de cette conduite en vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans. En outre, deux conduites d'évacuation d'hydrocarbures d'une longueur totale d'environ 30 km raccordent l'installation de Townsend à un terminal routier sur la route de l'Alaska. Painted Pony a réservé la totalité de la capacité en hydrocarbures de ces conduites d'évacuation en vertu d'un contrat d'achat ferme de 20 ans qui expire en 2036.

Townsend 2A

Townsend 2A, dont AltaGas est seule propriétaire, est une installation de traitement de gaz de coupe légère d'une capacité de 99 Mpi³/j qui est entrée en service le 1^{er} octobre 2017. La production de Townsend 2A et de l'équipement de compression auxiliaire fait l'objet de contrats d'achat ferme de 20 ans conclus avec Painted Pony. Les LGN produits seront transportés sur environ 70 km jusqu'à l'installation de North Pine d'AltaGas par les pipelines de LGN existants qui appartiennent à AltaGas.

Townsend 2B

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. Townsend2B sera une usine de traitement de gaz de coupe à grande profondeur C3+ de 198 Mpi³/j, qui offrira une nouvelle capacité de traitement de 99 Mpi³/j et l'ancienne capacité de coupe à faible profondeur de 99 Mpi³/j existante provenant de l'installation Townsend transformée en capacité de traitement de gaz de coupe à grande profondeur. L'installation procurera à Kelt le traitement garanti de 75 Mpi³/j de gaz brut en vertu d'une entente ferme initiale de 10 ans. Le coût estimé du projet est d'environ 180 millions de dollars. L'équipement à long délai de livraison a été commandé et le projet devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2019.

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 produit par Painted Pony et par Tourmaline Oil Corp. L'usine est dotée d'installations d'extraction d'hydrocarbures permettant au producteur de récupérer la valeur des LGN.

Gordondale

AltaGas a la propriété exclusive de l'installation de Gordondale, dotée d'une capacité autorisée sous licence de 150 Mpi³/j de gaz naturel. 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 Energy Ltd. 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.

Aitken Creek

En octobre 2018, AltaGas a acquis une participation de 50 % dans les installations de traitement Aitken Creek de Black Swan, soit Aitken Creek North (usine 1) et Nig Creek (usine 2). L'usine 1 est une usine de traitement de gaz peu profond ayant une capacité actuelle de 110 Mpi³/j (capacité nette de 55 Mpi³/j). L'usine 2 est une usine de traitement de gaz peu profond ayant une capacité d'exploitation prévue de 100 Mpi³/j (capacité nette de 50 Mpi³/j). Elle est actuellement en cours de construction et devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2019. AltaGas et Black Swan ont aussi conclu des ententes de traitement, de transport et de commercialisation à long terme qui porteront sur la nouvelle infrastructure de manutention de liquides d'AltaGas. Les installations de traitement Aitken Creek sont situées dans la zone de ressources Montney riche en hydrocarbures dans le nord-est de la Colombie-Britannique et sont exploitées par Black Swan.

Collecte et traitement sur place – Contrats

AltaGas s'occupe de la collecte et du traitement du gaz naturel aux termes de contrats passés avec des producteurs de gaz naturel. Par suite de la vente de certains actifs intermédiaires secondaires qui a eu lieu en février 2019 (voir « Opérations récentes dignes de mention – Vente d'actifs secondaires »), il existe environ 90 contrats actifs de collecte et de traitement. En général, ces contrats :

- fixent les tarifs des services de collecte et de traitement offerts par AltaGas;
- 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;
- visent à recouvrer les frais d'exploitation afin d'atténuer l'incidence du déclin des volumes.

Les activités de collecte et de traitement sur place d'AltaGas rapportent les droits exigés pour transformer le gaz naturel dans une installation de traitement ou le recueillir par un réseau de collecte. Dans plusieurs installations, ces droits sont prévus par des contrats d'achat ferme. La majorité des contrats en vigueur au 31 décembre 2018 étaient assujettis à une indexation annuelle des prix en fonction de 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 collecte et de traitement pendant toute leur durée productive.

Collecte et traitement sur place – Concurrence

AltaGas livre concurrence à d'autres entreprises intermédiaires exerçant leurs activités dans le BSOC. En 2018, AltaGas a traité en moyenne 466 Mpi³/j, soit environ 3 % des volumes extraits du BSOC. La majeure partie de la collecte et du traitement continue généralement d'être prise en charge par les sociétés d'exploration et de production de gaz naturel du secteur amont.

Entreprise intermédiaire – WGL Midstream

WGL Midstream investit dans des installations de stockage et de transport de gaz naturel et se spécialise dans la gestion, l'aménagement et l'optimisation de telles installations. WGL Midstream offre des solutions liées au gaz naturel à ses clients et à des contreparties, notamment des producteurs, des services publics, des sociétés de distribution locales, des producteurs d'énergie, des fournisseurs d'énergie en gros, des exportateurs de GNL, des pipelines et des installations de stockage. En outre, la capacité contractuelle de stockage et d'acheminement par pipeline de WGL Midstream est accordée à la fois à long terme et par mise en disponibilité de transport à court terme. WGL Midstream conclut également des contrats de vente et d'achat de gaz naturel physique à long et à court terme et détient des participations dans quatre gazoducs.

Système Stonewall

WGL Midstream détient une participation de 30 % dans le propriétaire-exploitant du système Stonewall. Ce dernier a la capacité de recueillir jusqu'à 1,4 Gpi³/j de gaz naturel produit dans la région de Marcellus en Virginie-Occidentale. Il est connecté à un système de pipeline interétatique qui dessert les marchés du centre du littoral de l'Atlantique.

Central Penn

Central Penn est un nouveau gazoduc de 185 milles qui part du comté de Susquehanna, en Pennsylvanie, se rend jusqu'au comté de Lancaster, en Pennsylvanie. Il fait partie intégrante du projet Atlantic Sunrise plus vaste exploité par The Williams Companies par l'intermédiaire de Transco. Le gazoduc Central Penn est entré en service au début d'octobre 2018 et est réglementé par la FERC. Le projet Atlantic Sunrise est conçu pour fournir du gaz naturel en réponse aux besoins quotidiens de plus de 7 millions de foyers américains dans la région. WGL Midstream est propriétaire d'une participation indirecte de 21 % dans Central Penn, qui a la capacité de transporter et de livrer jusqu'à environ 1,7 Gpi³/j de gaz naturel depuis la zone de production de Marcellus au nord-est vers le centre du littoral de l'Atlantique et le sud-est des États-Unis.

En février 2014, WGL Midstream et certains partenaires ont créé Meade. Meade (39 %) et Transco (61 %) sont copropriétaires de Central Penn. WGL Midstream est propriétaire d'une participation de 55 % dans Meade (participation indirecte de 21 % dans Central Penn). Selon la comptabilité de trésorerie, au 31 décembre 2018, WGL Midstream avait consacré environ 446 millions de dollars américains à sa part des frais de construction.

Outre le placement dans Meade, WGL Midstream a conclu une entente avec Cabot en vertu de laquelle WGL Midstream achètera 0,5 Gpi³/j de gaz naturel de Cabot sur une période de 15 ans. Aux termes de cette entente, Cabot a acheté 0,5 Gpi³/j de capacité ferme de transport de gaz du projet Atlantic Sunrise de Transco. Cette capacité a été transférée à WGL Midstream.

En août 2018, Meade a conclu une entente avec Transco pour participer à l'agrandissement du gazoduc Central Penn, aux termes de laquelle WGL Midstream s'engage à investir jusqu'à 50 millions de dollars américains en immobilisations. Leidy South devrait ajouter une capacité de gaz naturel estimée à 0,6 Gpi³/j à Central Penn grâce à l'ajout d'équipements de compression aux stations nouvelles et existantes. Meade sera propriétaire de 40 % de la capacité accrue, et WGL Midstream sera propriétaire indirect de 22 % de la capacité accrue grâce à sa participation de 55 % dans Meade. Leidy South devrait être en service dès le quatrième trimestre de 2021 si toutes les approbations nécessaires des autorités de réglementation sont obtenues en temps opportun.

Mountain Valley

WGL Midstream détient une participation de 10 % dans Mountain Valley. Le gazoduc proposé, qui sera exploité par EQM et aménagé, construit et détenu par Mountain Valley (coentreprise d'EQT et d'autres entités), transportera environ 2,0 Gpi³/j et prolongera le réseau Equitrans d'EQT Corporation dans le comté de Wetzel, en Virginie-Occidentale, jusqu'à la station 165 de Transco dans le comté de Pittsylvania, en Virginie. Le gazoduc devrait s'étendre sur une distance d'environ 300 milles et donner accès aux marchés du sud-est, dont la demande est croissante.

Le 13 octobre 2017, la FERC a délivré une ordonnance accordant un certificat de commodité et de nécessité publiques au gazoduc. Au début de 2018, la FERC a accordé plusieurs autorisations de procéder à certaines activités de construction sur le gazoduc. Mountain Valley a présenté à la FERC d'autres demandes d'autorisation de procéder. Certains aspects du projet Mountain Valley font l'objet de plusieurs contestations qui doivent être réglées avant la fin du projet. Mountain Valley s'affaire à répondre aux décisions des tribunaux et des agences et à faire rétablir tous ses permis. Le gazoduc est censé entrer en service au cours du quatrième trimestre de 2019, sous réserve de retards occasionnés par les litiges et la procédure réglementaire. Au 31 décembre 2018, environ 70 % du projet était terminé. Environ 60 % du gazoduc est soudé et les travaux se poursuivent sur l'ensemble des stations de compression et des raccordements qui sont censés être terminés d'ici février 2019. L'équipe de construction de Mountain Valley s'est concentrée en dernier sur la stabilisation des droits de passage pour l'hiver.

WGL Midstream prévoit investir environ 350 millions de dollars américains jusqu'à la date de mise en service du gazoduc, en fonction des apports en capital prévus et de sa quote-part sous contrat des coûts du projet. Selon la comptabilité de trésorerie, au 31 décembre 2018, WGL Midstream avait investi environ 271 millions de dollars américains dans le gazoduc. En outre, WGL Midstream s'est engagée à acheter environ 0,5 Gpi³/j de gaz naturel, à des prix indexés, pour une durée de 20 ans, et sera également expéditeur sur le gazoduc proposé.

En avril 2018, WGL Midstream a conclu une entente distincte avec EQM en vue d'acquérir une participation de 5 % dans un projet de construction d'un gazoduc interétatique (le projet MVP Southgate). Le gazoduc proposé recevra le gaz naturel du gazoduc principal de Mountain Valley dans le comté de Pittsylvania, en Virginie, et s'étendra 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. L'engagement total de WGL Midstream devrait s'élever à environ 20 millions de dollars américains. Le gazoduc latéral devrait être mis en service à la fin de 2020.

Constitution

WGL Midstream est propriétaire d'une participation de 10 % dans Constitution. Le gazoduc projeté est conçu pour transporter du gaz naturel depuis la région de Marcellus dans le nord de la Pennsylvanie jusqu'aux grands marchés du Nord-Est.

En décembre 2014, Constitution a reçu de la FERC l'autorisation de construire et d'exploiter le gazoduc projeté. Toutefois, le 22 avril 2016, la NYSDEC a refusé à Constitution sa demande de certification du gazoduc selon l'article 401, nécessaire à la construction et à l'exploitation du gazoduc. En octobre 2017, Constitution a déposé une requête en ordonnance déclaratoire dans laquelle elle a demandé à la FERC de déclarer qu'il n'y avait pas lieu de faire certifier selon l'article 401 la partie du pipeline de Constitution dans l'État de New York. Le 11 janvier 2018, la FERC a rejeté la requête. Le 16 janvier 2018, Constitution a demandé à la Cour suprême des États-Unis de revoir la décision de la Cour pour le deuxième circuit, faisant valoir que cette décision entraînait en conflit avec celles de la Cour suprême des États-Unis et des cours d'appel fédérales sur une question cruciale de droit fédéral. Le 12 février 2018, Constitution a déposé une requête en révision auprès de la FERC, qui l'a rejetée le 19 juillet 2018. Le 30 avril 2018, la Cour suprême des États-Unis a rejeté la requête de bref de certiorari de Constitution.

Les promoteurs du projet demeurent déterminés à le poursuivre. Constitution a demandé à la FERC, le 25 juin 2018, de lui permettre de reporter de 24 mois la date d'achèvement de la construction du gazoduc, soit jusqu'au quatrième trimestre de 2020. Le 14 septembre 2018, Constitution a demandé à la Cour d'appel du District de Columbia de revoir les jugements antérieurs de la FERC. Le 6 novembre 2018, Constitution a obtenu une extension de deux ans pour mettre le gazoduc en service.

WGL Midstream – Concurrence

WGL Midstream rivalise avec d'autres sociétés d'infrastructures et de services énergétiques du secteur intermédiaire, des fournisseurs d'énergie en gros, des producteurs et des filiales de services publics réglementés qui n'offrent pas de services publics en vue d'acquérir des installations de stockage et de transport du gaz naturel. Une forte volatilité du prix de gros du gaz naturel pourrait avoir une incidence favorable ou défavorable sur WGL Midstream. Ses 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, WGL Midstream a plus d'occasions de générer des profits 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.

Entreprise intermédiaire – Services énergétiques

AltaGas Energy Services

L'une des principales fonctions du groupe de marketing consiste à fournir un soutien aux infrastructures d'AltaGas. Le groupe de marketing a notamment pour tâche de conclure des contrats d'approvisionnement et de gaz d'appoint pour les installations d'extraction d'AltaGas, de gérer la capacité de stockage, de réserver par contrat et revendre la capacité pipelinière d'AltaGas et de réguler l'acheminement du gaz naturel. Le groupe de marketing commercialise également le gaz naturel et les LGN de certains clients du groupe de la collecte et du traitement sur place.

Outre l'appui qu'il apporte aux autres secteurs d'exploitation d'AltaGas, le groupe de marketing cherche les occasions d'acheter et revendre du gaz naturel et des LGN, de commercialiser le gaz naturel et les 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.

Commercialisation de l'énergie au détail – Gaz

Les ventes d'énergie au détail de WGL se font par WGL Energy Services, qui vend du gaz naturel directement à des clients résidentiels, commerciaux et industriels au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le District de Columbia. Au 31 décembre 2018, WGL Energy Services desservait environ 106 400 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 dans les États où elle est autorisée à agir comme fournisseur de services. 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. WGL Energy Services a conclu une convention d'approvisionnement garanti avec 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 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 2020.

Entreprise intermédiaire – Exportation d'énergie

RIPET

Le 16 octobre 2015, AltaGas a conclu une entente avec RTI relativement au projet RIPET. L'entente a été suivie en décembre 2015 par un contrat de sous-location et des ententes accessoires entre RTI et AltaGas. Le RIPET devrait expédier jusqu'à 1,2 million de tonnes de propane par année. Une décision d'investissement définitive a été prise relativement au RIPET en janvier 2017. La construction a commencé en avril 2017. Au 31 décembre 2018, la construction du réservoir de GPL et de l'infrastructure connexe progressait comme prévu et respectait toujours les délais. La construction des infrastructures ferroviaires et maritimes et des autres usines et bâtiments d'exploitation progresse aussi. La première cargaison est prévue au début du deuxième trimestre de 2019.

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. D'après la production de ses installations existantes et les ententes commerciales arrêtées ou actuellement en négociation, AltaGas prévoit que ses volumes physiques atteindront l'objectif initial de 40 000 b/j d'ici la date de mise en service du projet. AltaGas prévoit exploiter l'installation de sorte que la majorité de la capacité annuelle fera l'objet d'achats fermes et s'attend à atteindre cet objectif au cours des prochaines années.

AltaGas LPG Limited Partnership et Astomos ont conclu une entente pluriannuelle visant l'achat d'au moins 50 % des 1,2 million de tonnes de propane qui devraient être expédiées chaque année à partir du RIPET. Des ententes commerciales visant à garantir les engagements de capacité restants sont en cours de négociation. Le propane des producteurs de gaz naturel de la Colombie-Britannique et de l'Alberta sera acheminé jusqu'à l'installation au moyen du réseau ferroviaire existant du CN. On estime que l'installation déchargera environ 50 à 60 wagons par jour et livrera par voie maritime environ 20 à 30 cargaisons de propane par année sur le marché. Puisque le RIPET devrait être le terminal nord-américain de GPL le plus près de l'Asie, il permettra aux producteurs de propane de l'Ouest canadien de diversifier leur accès au marché asiatique, qui est un marché de grande importance pour le propane.

Petrogas – Terminal de Ferndale

Étant propriétaire d'AIJVLP et indirectement propriétaire d'une participation dans Petrogas, AltaGas exporte du GPL à partir du terminal de Ferndale, dont Petrogas est propriétaire-exploitant. Le terminal de Ferndale est capable d'exporter plus de 40 000 b/j de GPL et de stocker sur place 750 000 barils. Le terminal de Ferndale est accessible aux chemins de fer, camions et pipelines; il est raccordé à deux raffineries locales. En outre, Petrogas dispose d'un réseau de logistique composé de plus de 2 500 wagons et de 27 terminaux ferroviaires, routiers et de stockage au Canada et aux États-Unis, ainsi que d'un accès à neuf autres terminaux de GPL aux États-Unis et à un autre au Canada. Les principaux terminaux de Petrogas et les installations de stockage dont elle est propriétaire ou qu'elle loue sont situés dans des carrefours énergétiques clés, comme Fort Saskatchewan et Edmonton, en Alberta, Sarnia, en Ontario, Griffith, en Indiana, Conway, au Kansas et Mont Belvieu, au Texas.

Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire

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

Alberta

CCIR

Le 1^{er} janvier 2018, le CCIR est devenu un nouveau règlement d'application de la CCEMA, en remplacement du SGER. Le CCIR s'applique à toute installation qui a émis 100 000 tonnes ou plus d'équivalents de dioxyde de carbone à compter de 2003. Les installations qui voient leur compétitivité atteinte et qui ne seraient pas par ailleurs assujetties au CCIR peuvent choisir de s'y assujettir plutôt que de payer la taxe sur le carbone existante qui leur est imposée. Le CCIR exige des réductions de l'intensité des émissions de GES par rapport aux valeurs de référence établies pour un produit en particulier. Lorsqu'il n'y a qu'une installation ou un seul grand émetteur réglementé qui produit une substance réglementée en particulier, le gouvernement lui attribuera des valeurs de référence qui lui sont propres. Les émetteurs réglementés sont tenus de réduire l'intensité de leurs émissions conformément aux valeurs de référence établies par le CCIR ou aux valeurs de référence qui ont été attribuées aux installations en cause.

Les grands émetteurs assujettis au CCIR se voient offrir les mêmes options de conformité que celles du SGER. Toutefois, le CCIR a fixé des dates d'expiration aux crédits de rendement en matière d'émissions et aux compensations d'émissions. Les crédits de rendement en matière d'émissions et les crédits compensatoires d'émissions délivrés à partir de 2017 expireront dans huit ans. Les crédits compensatoires et les crédits de rendement délivrés jusqu'en 2014, inclusivement, expireront en 2020 et ceux délivrés en 2015 ou 2016 expireront en 2021. Le CCIR limite également la capacité des grands émetteurs à utiliser les crédits compensatoires d'émissions et crédits de rendement en matière d'émissions pour remplir leurs obligations de réduction de leurs émissions.

Selon le système du CCIR, les installations sont autorisées à émettre une certaine quantité de GES sans payer de taxe sur le carbone. Cette approche protège les industries contre la perte de compétitivité qui pourrait faire basculer la production vers d'autres territoires. Ces droits d'émission « gratuits » sont calculés en fonction d'un indicateur d'émissions de référence spécifique au produit. Les indicateurs de référence sont établis en fonction des entreprises ou concurrents comparables qui fabriquent les mêmes produits ou des produits similaires. Les installations d'Harmattan et de Gordondale d'AltaGas sont considérées comme de grands émetteurs finaux selon le CCIR et elles respectaient le règlement en date du 31 décembre 2018.

Taxe sur le carbone

La *Climate Leadership Act* (Alberta) a introduit une première taxe générale de 20 \$ la tonne de carbone, qui a pris effet le 1^{er} janvier 2017 et qui a ensuite été portée à 30 \$ la tonne en janvier 2018. La consommation de tous les types de carburant, y compris l'essence et le gaz naturel, sera taxée. En règle générale, la combustion sur place de gaz naturel aux installations de traitement de gaz d'AltaGas sera exonérée de la taxe sur le carbone jusqu'au 1^{er} janvier 2023, pendant que le secteur s'efforce de réduire les émissions de méthane dans le cadre du projet conjoint du gouvernement sur la réduction et la vérification du méthane. L'exonération de taxe s'applique également aux combustibles de chauffage sur les lieux sous réserve du régime prévu par le CCIR.

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. Les détails du programme de réduction des émissions de méthane du gouvernement de l'Alberta ont été publiés le 13 décembre 2018 et le programme prendra 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 en Alberta à 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 provenant de l'industrie du pétrole et du gaz. 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, Townsend Complex, North Pine et d'autres installations situées en C.-B. sont assujetties à des obligations de déclaration et, au 31 décembre 2018, se conforment au *Greenhouse Gas Emission Reporting Regulation*.

ENTREPRISE D'ÉLECTRICITÉ

L'entreprise d'électricité d'AltaGas a rapporté 1,2 milliard de dollars en produits d'exploitation pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 (0,6 milliard de dollars en 2017), soit environ 27 % (23 % en 2017) des produits totaux d'AltaGas avant l'élimination des chiffres intersectoriels et de ceux du siège social.

L'entreprise d'électricité produit et vend de la capacité, de l'électricité, des services auxiliaires et des produits connexes en Alberta, en Californie, au Colorado, au Michigan et en Caroline du Nord. Après la vente d'actifs de production d'énergie canadiens non essentiels, dont la clôture a eu lieu en février 2019, et la vente de la participation restante de 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest, dont la clôture a eu lieu en janvier 2019 (voir « Opérations récentes dignes de mention »), AltaGas disposait d'une puissance installée de 1 105 MW générée par des centrales alimentées au gaz, à la biomasse et des installations de stockage d'électricité et de production décentralisée, comme il est indiqué plus précisément dans le tableau ci-après.

Installation	Participation (%)	Capacité (MW)	Type	Région	Expiration du contrat
Blythe	100	507	Gaz	Californie, É.-U.	2020
Brush II	100	70	Gaz	Colorado, É.-U.	2019
Ripon	100	49,5	Gaz	Californie, É.-U.	Marchand
Craven	50	48	Biomasse	Caroline du Nord, É.-U.	2027
Pomona Energy Storage	100	20	Stockage	Californie, É.-U.	2027
Cogénération I	100	15	Gaz	Alberta, Canada	Marchand
Cogénération II	100	15	Gaz	Alberta, Canada	Marchand
Cogénération III	100	15	Gaz	Alberta, Canada	Marchand
Grayling	30	37	Biomasse	Michigan, É.-U.	2027
Gordondale	100	3,4	Gaz	Alberta, Canada	Marchand
Production décentralisée	100	325	Divers	Diverses régions aux États-Unis	Diverses
Total		1 105			

AltaGas est d'avis qu'avec une empreinte de production d'énergie propre comprenant le gaz, le solaire à petite échelle, la biomasse et le stockage d'énergie, des possibilités de production d'électricité à plus long terme se présenteront en Amérique du Nord. AltaGas continue de miser sur la demande pour des sources d'énergie propre dans le cadre d'une stratégie de production d'énergie nécessitant peu de capitaux.

Le tableau qui suit présente les volumes d'électricité vendus, le facteur de capacité renouvelable et le facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat pour les deux dernières années.

	2018 ⁽¹⁾	2017
Électricité renouvelable vendue (GWh)	1 551	1 629
Électricité conventionnelle vendue (GWh)	3 728	2 844
Facteur de capacité renouvelable (%)	29,7	39,6
Facteur de disponibilité équivalente conventionnelle sous contrat (%) ⁽²⁾	97,2	98,1
Activités de commercialisation au détail de l'énergie de WGL – volumes de ventes d'électricité (GWh)	5 906	-

Notes :

- (1) Données réelles pour 2018, qui comprennent des actifs qui ont depuis été cédés. Ces données ne se veulent pas une indication des volumes ou de la capacité pour les périodes futures.
- (2) Calculé comme étant le facteur de disponibilité sous contrat aux termes de contrats d'achat ferme à long terme rajusté pour tenir compte des paiements partiels ou des paiements de capacité excédentaire ajoutés ou déduits.

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. La capacité actuelle du centre énergétique Blythe est vendue par contrat jusqu'au 31 juillet 2020. L'approvisionnement en gaz de la centrale est assuré un raccord direct au gazoduc d'une société du sud de la Californie. Un raccordement à une société gazière d'El Paso 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 et fait partie du centre énergétique Blythe.

Dans le nord de la Californie, AltaGas est propriétaire de Ripon, qui fait également l'objet d'un contrat conclu avec PG&E en vigueur jusqu'au 31 mai 2018. Après l'expiration de l'EAE à Ripon, AltaGas a conclu des contrats concernant la suffisance des ressources pour 2018 et pour la majorité de 2019. Parallèlement, AltaGas continue à s'intéresser aux occasions de stockage dans des batteries sur son site.

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 destinée au marché de l'Alberta. Ces centrales 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.

Stockage dans des batteries

AltaGas a construit, détient et exploite l'installation de stockage d'énergie de Pomona, installation de stockage d'énergie dans des batteries au lithium-ion. L'installation de stockage d'énergie de Pomona est une installation de 20 MW (80 MWh) qui est entrée en service le 31 décembre 2016 et sa capacité est visée par un CSE de 10 ans conclu avec SCE. Aux termes du CSE, AltaGas fournit à SCE une capacité en fonction de l'adéquation des ressources de 20 MW pour une période continue de quatre heures, soit l'équivalent d'une capacité de décharge d'électricité de 80 MWh. AltaGas reçoit des paiements mensuels fixes d'adéquation des ressources aux termes du CSE et conserve le droit de dégager des revenus supplémentaires de l'énergie et des services connexes fournis grâce aux batteries au lithium-ion, qui seront vendus commercialement sur le CAISO.

Systèmes énergétiques commerciaux

Le secteur des systèmes énergétiques commerciaux comprend les activités de WGL Energy Systems et de WGSW et les résultats d'exploitation de projets énergétiques distribués à l'échelle commerciale appartenant à des membres de leur groupe.

Le secteur des systèmes énergétiques commerciaux s'attache à trouver des solutions propres et écoénergétiques pour ses clients. Ses revenus proviennent (i) de la mise à niveau de l'infrastructure mécanique, électrique, hydraulique et énergétique d'importantes installations gouvernementales et commerciales par la mise en place de technologies énergétiques à la fois traditionnelles et nouvelles; (ii) de l'exploitation d'installations de production décentralisées qui nous appartiennent, comme des systèmes photovoltaïques (ou systèmes solaires PV), des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité et des cellules alimentées au gaz naturel; et (iii) des investissements dans des vendeurs au détail de systèmes solaires PV à une clientèle résidentielle et commerciale ainsi que plusieurs fonds donnant droit à des avantages fiscaux qui détiennent des projets de production décentralisée.

WGL possède et gère actuellement des projets de production décentralisée d'une capacité brute d'environ 325 MW dans 20 États et le District de Columbia aux États-Unis. L'électricité produite par ces projets est généralement achetée directement par les utilisateurs finaux en vertu de contrats de service à long terme, ce qui permet de fournir des solutions d'énergie propre à divers clients commerciaux, gouvernementaux, institutionnels et résidentiels. Pour certains investissements, WGL, de concert avec ses partenaires ayant droit à des avantages fiscaux, a récemment créé plusieurs fonds donnant droit à des avantages fiscaux visant à acquérir, à détenir et à exploiter des projets de production décentralisée.

Commercialisation de l'énergie au détail – Électricité

Au 31 décembre 2018, WGL Energy Services avait environ 96 800 comptes de clients résidentiels, commerciaux et industriels d'électricité, situés au Maryland, en Virginie, au Delaware, en Pennsylvanie et dans le District de Columbia. WGL Energy Services est propriétaire d'installations de production d'énergie solaire qui sont destinées à cinq clients particuliers. WGL Energy Services ne détient pas et n'exploite pas d'autres installations de production, de transport ou de distribution d'électricité. Voir « Entreprise intermédiaire – Services énergétiques – Commercialisation de l'énergie au détail – Gaz » pour obtenir plus de renseignements sur WGL Energy Services.

Concurrence

Actuellement, la totalité de l'électricité produite en Alberta est vendue dans le Pool, qui exploite un marché libre pour l'échange de l'électricité et est dirigé par l'AESO. Ce dernier fixe le prix de l'électricité en fonction des offres des participants du Pool à l'aide d'un modèle de tarification uniforme par lequel l'unité marginale établit le prix de tous les producteurs. Les contrôleurs du réseau de l'AESO trient les offres par prix et par ordre de mérite, en commençant par l'offre la moins élevée, définissant ainsi une courbe de l'offre pour chaque heure. En faisant correspondre l'offre d'énergie avec la demande, le Pool établit un cours horaire uniforme qui est publié sur le site Web de l'AESO.

Les services énergétiques et les services connexes offerts par l'installation de stockage d'énergie de Pomona sont offerts sur le marché à 24 heures du CAISO. Le CAISO établit les stocks d'alimentation en fonction des offres soumises et fait correspondre l'offre à la courbe de la demande selon un modèle réseau complet et des frais relatifs à l'offre et à la demande pour l'énergie dans des nœuds individuels pour une zone de service afin d'établir le tarif marginal local. Le marché est ensuite réglé en fonction du marché à 15 minutes et en temps réel pour fixer le tarif pour un nœud donné.

Le centre énergétique Blythe est l'objet d'un contrat avec SCE aux termes d'une EAE à long terme jusqu'au 31 juillet 2020. La production d'électricité de Grayling et de Craven n'est pas exposée au tarif du marché et est vendue aux termes d'EAE qui viennent à échéance en août 2027 (renouvellements automatiques de un an, sauf en cas de résiliation) et le 31 décembre 2027, respectivement. Ripon était visée par une EAE conclue avec PG&E, en vigueur jusqu'au 31 mai 2018. AltaGas a par la suite reçu un contrat d'adéquation des ressources pour le reste de 2018 et pour la majorité de 2019. Brush II est visée par une EAE conclue avec Tri-State Generation and Transmission Association, Inc., en vigueur jusqu'au 31 décembre 2019.

Le marché du Secteur des systèmes énergétiques commerciaux est celui de l'énergie renouvelable et de la production décentralisée. Ses principaux concurrents comprennent d'autres entrepreneurs, des fonds bénéficiant d'avantages fiscaux, des installations de production décentralisées et des institutions de prêt. Dans le secteur gouvernemental, les principaux concurrents comprennent 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 contrats d'économies d'énergie. Le Secteur des systèmes énergétiques commerciaux tire parti de la force de ses relations avec sa clientèle procurée par la réussite de projets depuis de nombreuses années, la création et le maintien d'excellentes relations avec les fournisseurs et sa concentration dans les secteurs où il peut apporter une expertise pertinente.

WGL Energy Services fait concurrence à des services publics d'électricité réglementés et à d'autres négociants dans la vente 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. Afin de proposer des tarifs concurrentiels à ses clients de détail et conformément à ses politiques et procédures 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 d'électricité

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

Alberta

La loi intitulée Renewable Electricity Act

En vertu de la *Renewable Electricity Act*, le gouvernement de l'Alberta soutiendra financièrement les nouveaux projets de production d'électricité renouvelable afin de remplacer les deux tiers de l'électricité actuellement produite par les centrales au charbon dans la province, qui seront toutes fermées d'ici 2030. La *Renewable Electricity Act* établit que d'ici 2030, 30 % de la production d'électricité de l'Alberta proviendra de sources renouvelables comme l'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire; le gouvernement de l'Alberta a publiquement annoncé un engagement de production d'au

moins 5 000 MW de capacité d'ici 2030. Le reste des centrales au charbon sera remplacé par de nouvelles centrales alimentées ou converties au gaz naturel.

Réglementation fédérale américaine sur l'air et les GES

La loi intitulée Clean Air Act

La *Clean Air Act* donne à l'Agence américaine de protection de l'environnement (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 2018, toutes les centrales électriques alimentées au gaz naturel d'AltaGas en activité en Californie respectaient à tous égards importants les obligations prévues par leur permis d'émission, délivré conformément aux normes fédérales et étatiques en matière d'émissions.

Règlements sur les GES de la Californie

Normes applicables au portefeuille d'énergie renouvelable de la Californie

En avril 2011, le gouverneur de Californie a signé le projet de loi X1-2 du Sénat, qui révisé le programme des ressources d'énergie renouvelable de façon à porter le volume d'électricité produit à partir de ressources d'énergie renouvelable admissibles à au moins 33 % des ventes au détail d'électricité en Californie par an d'ici le 31 décembre 2020.

Le projet de loi du Sénat SB 350, la *Clean Energy and Pollution Reduction Act of 2015*, exige que le volume d'électricité produit et vendu aux clients de détail à partir de ressources d'énergie renouvelable admissibles soit porté à 50 % par an d'ici le 31 décembre 2030. Le projet de loi prévoit aussi l'expansion éventuelle du CAISO, qui deviendrait une organisation régionale visant à promouvoir le développement de marchés régionaux de transport d'électricité dans les États de l'Ouest, mais il n'oblige pas cette transformation.

AltaGas prévoit que ces changements législatifs augmenteront la demande d'installations de production et de stockage d'énergie très adaptables, comme l'installation de stockage d'énergie de Pomona. AltaGas prévoit continuer à mettre à contribution ses sites existants et à identifier des occasions d'aménagement entièrement nouvelles afin de tirer profit de ces occasions en Californie.

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

L'Air Resources Board de la Californie (l'« ARB ») 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 2018, toutes les centrales électriques alimentées au gaz naturel d'AltaGas en activité en Californie respectaient à tous égards importants 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 *Sustainable Groundwater Management Act* (« 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 Groundwater Sustainability Agencies. Les GSA doivent élaborer des plans qui autorisent le prélèvement maximal d'eaux souterraines qui n'entraîne pas la diminution du niveau des eaux souterraines, la réduction des réserves d'eau, l'intrusion d'eau de mer, la dégradation de la qualité de l'eau, l'affaissement des terres ou l'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. Comme la SGMA vient d'être promulguée, ses répercussions sur l'approvisionnement en eau des centrales de production d'électricité d'AltaGas en Californie demeurent incertaines.

ACTIVITÉS DU SIÈGE SOCIAL

Les activités du siège social comprennent les placements généraux de l'entreprise (y compris les investissements dans d'autres sociétés ouvertes) 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 2018, les produits d'exploitation des activités du siège social étaient inférieurs à 1 million de dollars, compte non tenu des éliminations intersectorielles et des activités de gestion du risque et de négociation (3 millions de dollars en 2017). En outre, au 31 décembre 2018, AltaGas détenait environ 4 % des actions ordinaires de Painted Pony.

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 2018, 275 224 066 actions ordinaires, 5 511 220 actions de série A, 2 488 780 actions de série B, 8 000 000 d'actions de série C, 8 000 000 d'actions de série E, 8 000 000 d'actions de série G, 8 000 000 d'actions de série I et 12 000 000 d'actions de série K étaient en circulation.

De plus, Washington Gas avait en circulation 70 600 actions Washington Gas à 4,25 \$, 150 000 actions Washington Gas à 4,80 \$ et 60 000 actions de Washington Gas 5,00 \$

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 privilégiées⁽¹⁾

	Rendement actuel	Dividende annuel par action ⁽²⁾	Prix de rachat par action	Date d'option de rachat et de conversion ⁽³⁾⁽⁴⁾	Droit de conversion en ⁽⁴⁾
AltaGas					
Actions de série A ⁽⁵⁾	3,38 %	0,845 \$	25 \$	30 septembre 2020	Série B
Actions de série B ⁽⁶⁾	Variable ⁽⁶⁾	Variable ⁽⁶⁾	25 \$	30 septembre 2020 ⁽⁷⁾	Série A
Actions de série C ⁽⁸⁾	5,29 %	1,3225 \$ 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⁾	4,75 %	1,1875 \$	25 \$	30 septembre 2019	Série H
Actions de série I ⁽⁹⁾	5,25 %	1,3125 \$	25 \$	31 décembre 2020	Série J
Actions de série K ⁽¹⁰⁾	5,00 %	1,25 \$	25 \$	31 mars 2022	Série L
Washington Gas					
Actions à 4,80 \$	4,27 %	4,80 \$ US	101 \$ US	s.o.	s.o.
Actions à 4,25 \$	4,27 %	4,25 \$ US	105 \$ US	s.o.	s.o.
Actions à 5,00 \$	4,27 %	5,00 \$ US	102 \$ US	s.o.	s.o.

Notes :

- (1) Le tableau qui précède 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, des actions de série F, des actions de série H, des actions de série J et jusqu'à 12 000 000 d'actions de série L, 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 les séries en question 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, les actions de série H, les actions de série J et les actions de série L 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 prévue du 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, d'actions de série I 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 sont habiles à recevoir le dividende à taux variable trimestriel éventuellement déclaré par le conseil d'administration. Si elles sont émises à la conversion des séries pertinentes d'actions privilégiées, les porteurs d'actions de série D, d'actions de série F, d'actions de série H, d'actions de série J et d'actions de série L sont habiles à recevoir le dividende à taux variable trimestriel éventuellement déclaré par le conseil d'administration.
- (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 courus et impayés à la date d'option de rachat applicable et tous les cinq ans par la suite.
- (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 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 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 %. Chaque dividende trimestriel correspond à un montant annualisé qui est multiplié par le nombre de jours du trimestre et divisé par le nombre de jours de l'exercice. À compter du 31 décembre 2018, le taux du dividende trimestriel variable sur les actions de série B est de 0,26938 \$ par action pour la période allant du 31 décembre 2018 au 31 mars 2019, exclusivement.
- (7) Les actions de série B peuvent être rachetées au prix de 25,50 \$ chacune après le 30 septembre 2015, mais à l'exclusion des dates de conversion des actions de série B, majoré des dividendes courus 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 applicable 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 %.
- (9) Les porteurs d'actions de série I 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, au taux égal au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 4,19 %; toutefois, ce taux ne doit jamais être inférieur à 5,25 % par an.
- (10) Les porteurs d'actions de série K 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, au taux égal au taux de rendement des obligations du gouvernement du Canada à cinq ans alors en vigueur, majoré de 3,80 %; toutefois, ce taux ne doit jamais être inférieur à 5,00 % par an.

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, leurs droits, privilèges, restrictions et conditions. 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 précise des droits, privilèges, restrictions et conditions se rattachant aux actions actuellement émises et, selon le cas, en circulation des séries suivantes : (i) série A et série B, il y a lieu de se reporter aux statuts de modification d'AltaGas déposés le 8 août 2010 et au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 11 août 2010; (ii) série C et série D, il y a lieu de se reporter aux statuts de modification d'AltaGas déposés le 1^{er} juin 2012 et au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 30 mai 2012; (iii) série E et série F, il y a lieu de se reporter aux statuts de modification d'AltaGas déposés le 9 décembre 2013 et au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 6 décembre 2013; (iv) série G et série H, il y a lieu de se reporter aux statuts de modification d'AltaGas déposés le 27 juin 2014 et au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 25 juin 2014; (v) série I et série J, il y a lieu de se reporter aux statuts de modification d'AltaGas déposés le 17 novembre 2015 et au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 16 novembre 2015; (vi) série K et série L, il y a lieu de se reporter aux statuts de modification d'AltaGas déposés le 15 février 2017 et au supplément de prospectus d'AltaGas daté du 15 février 2017. Les statuts de modification 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. La note 15 de ses états financiers consolidés au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date qui sont déposés dans SEDAR (www.sedar.com) donne de plus amples renseignements sur les BMT émis et en circulation. 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 15 des états financiers consolidés d'AltaGas au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date.

GÉNÉRALITÉS

EMPLOYÉS

Au 31 décembre 2018, AltaGas comptait 2 881 employés.

Services publics	2 160
Intermédiaire	403
Électricité	116
Siège social	202
Total	2 881

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

En date du 22 février 2019, les administrateurs et les dirigeants d'AltaGas Ltd., en tant que groupe, avaient la propriété véritable, directe ou indirecte, ou le contrôle de 1 792 086 actions ordinaires en circulation, soit environ 0,65 % des 275 576 772 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 douze (dont neuf administrateurs indépendants).

Un administrateur demeure en fonction jusqu'à l'assemblée annuelle des actionnaires d'AltaGas qui suit son élection ou sa nomination, jusqu'à l'élection ou la nomination de son successeur (si l'élection ou la nomination n'a pas lieu à l'assemblée ou si l'assemblée n'est pas tenue), jusqu'à son décès, sa démission, sa destitution ou son incapacité, ou jusqu'à la révocation de son mandat pour toute autre raison prévue par les documents constitutifs d'AltaGas. Les actionnaires sont habiles à élire le conseil d'administration chaque année.

Les noms des administrateurs d'AltaGas en date du 22 février 2019, 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
<i>Catherine M. Best</i> ⁽¹⁾ Calgary (Alberta) Canada Administratrice	M ^{me} Best est comptable agréée et administratrice de sociétés depuis 2009. M ^{me} Best a été première vice-présidente, Gestion du risque et chef des finances de la Calgary Health Region de 2000 à mars 2009. Avant de se joindre à la Calgary Health Region, elle a travaillé chez Ernst & Young à Calgary pendant 19 ans, notamment en qualité d'associée à la vérification des sociétés pendant les dix dernières années.	Le 30 novembre 2011
<i>Victoria A. Calvert</i> ⁽¹⁾ Calgary (Alberta) Canada Administratrice	M ^{me} Calvert est administratrice de sociétés et professeure émérite d'entrepreneuriat et de commerce international de l'université Mount Royal (MRU) à Calgary, où elle a enseigné de 1988 à 2018. Elle a également été coordonnatrice de l'apprentissage par le service communautaire à MRU.	Le 1 ^{er} novembre 2015
<i>David W. Cornhill</i> ⁽²⁾ Calgary (Alberta) Canada Président du conseil	M. Cornhill est président du conseil d'administration d'AltaGas depuis la constitution, en 1994, de la société dont elle est aux droits. M. Cornhill est actionnaire fondateur d'AltaGas et de ses prédécesseurs, dont il a été chef de la direction de 1994 à 2016. Il a été cochef de la direction par intérim de juillet à décembre 2018. 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
<i>Randall L. Crawford</i> ⁽²⁾ Calgary (Alberta) Canada 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

Nom de l'administrateur, lieu de résidence et poste	Principales fonctions au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
<i>Allan L. Edgeworth</i> ⁽¹⁾ North Vancouver (C.-B.) Canada Administrateur	M. Edgeworth est ingénieur et administrateur de sociétés. Il a été président d'ALE Energy Inc., société d'experts-conseils fermée, de janvier 2005 à décembre 2015. Auparavant, M. Edgeworth a été au service d'Alliance Pipeline Ltd., initialement à titre de vice-président directeur et chef de l'exploitation, puis à titre de président et chef de l'exploitation.	Administrateur d'AltaGas (et de ses prédécesseurs) depuis le 2 mars 2005
<i>Daryl H. Gilbert</i> ⁽¹⁾⁽³⁾ Calgary (Alberta) Canada Administrateur	M. Gilbert est ingénieur. Il s'est joint à JOG Capital Inc. en mai 2008 à titre de directeur général et membre du comité d'investissement. Avant de devenir homme d'affaires indépendant en 2005, M. Gilbert a été au service de Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd. (maintenant GLJ Petroleum Consultants Ltd.) de 1979 à 2005 où il a occupé le poste de président et chef de la direction de 1994 à 2005.	Administrateur d'AltaGas (et de ses prédécesseurs) depuis le 4 mai 2000
<i>Robert B. Hodgins</i> ⁽¹⁾⁽⁴⁾ Calgary (Alberta) Canada Administrateur	M. Hodgins est comptable agréé. Il est homme d'affaires indépendant depuis novembre 2004. M. Hodgins est conseiller principal, Services bancaires d'investissement pour Corporation Canaccord Genuity depuis septembre 2018. Il a été chef des finances de Pengrowth Energy Trust (maintenant Pengrowth Corporation) de 2002 à 2004. M. Hodgins a également occupé le poste 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
<i>Cynthia Johnston</i> ⁽¹⁾ 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 plusieurs 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.	Le 25 juillet 2018
<i>Pentti O. Karkkainen</i> ⁽¹⁾ West Vancouver (C.-B.) Canada Administrateur	M. Karkkainen est administrateur de sociétés. Il a cofondé KERN Partners dont il a été le commandité de 2000 à 2014 et le conseiller stratégique principal de 2014 à 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
<i>Phillip R. Knoll</i> ⁽¹⁾⁽²⁾ Kelowna (C.-B.) Canada Administrateur	M. Knoll est ingénieur et est président de Knoll Energy Inc. depuis 2006. M. Knoll a été cochef de la direction par intérim d'AltaGas Ltd. 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
<i>Terry D. McCallister</i> ⁽²⁾ Key West, Floride, 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 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

Nom de l'administrateur, lieu de résidence et poste	Principales fonctions au cours des cinq dernières années	Administrateur depuis
M. Neil McCrank ⁽¹⁾⁽⁵⁾ Calgary (Alberta) Canada Administrateur principal	M. McCrank est conseiller juridique principal au bureau de Calgary de Borden Ladner Gervais S.E.N.C.R.L., S.R.L. depuis 2008. M. McCrank était président du conseil du Energy and Utilities Board de l'Alberta de 1998 à 2007. Auparavant, M. McCrank a travaillé pour le ministère de la Justice de l'Alberta, où il a occupé plusieurs postes, dont celui de sous-ministre de la Justice.	Administrateur d'AltaGas (et de ses prédécesseurs) depuis le 10 décembre 2007

Notes :

- (1) Administrateur indépendant.
- (2) M. Cornhill et M. Knoll ont agi à titre de 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. M. Cornhill, en tant que chef de la direction de la Société jusqu'au 15 avril 2016, ne sera pas considéré comme un administrateur indépendant pendant trois ans après cette date. M. McCallister, à titre d'ancien chef de la direction d'une filiale importante de la Société jusqu'au 6 juillet 2018, ne sera pas considéré comme un administrateur indépendant pendant trois ans après cette date. M. Crawford, en tant que chef de la direction actuel de la Société, n'est pas considéré comme un administrateur indépendant.
- (3) M. Gilbert a été administrateur de LGX Oil + Gas Inc. (« LGX ») du 12 août 2013 au 7 juin 2016. Le 7 juin 2016, sur requête du créancier principal de LGX, le cabinet Ernst & Young Inc. a de consentement été nommé séquestre de l'ensemble des actifs, entreprises et biens actuels et futurs de LGX en vertu de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité* (Canada). LGX a fait l'objet d'une interdiction d'opérations prononcée par l'ASC le 6 septembre 2016, car elle n'avait pas déposé certains états financiers. Le 9 février 2017, la Cour du banc de la Reine de l'Alberta a approuvé la liquidation et la vente des actifs de LGX par le séquestre. M. Gilbert a été administrateur de Connacher Oil & Gas Limited (« Connacher ») entre octobre 2014 et le 25 février 2019. M. Gilbert s'est joint au conseil d'administration de Connacher afin de guider la société dans ce qui s'est avéré être plusieurs restructurations financières. Le 17 mai 2016, Connacher a demandé et reçu la protection de la Cour du banc de la Reine de l'Alberta contre ses créanciers selon une ordonnance de suspension de la procédure rendue en vertu de la LACC. Le 20 mai 2016, la TSX a radié les actions ordinaires de Connacher de sa cote du fait qu'elles ne respectaient plus les exigences d'inscription continue. Le 16 février 2019, Connacher a annoncé qu'elle allait conclure une entente fondée sur la valeur des créances avec ses prêteurs en accord avec l'opération, laquelle devrait être réalisée en 2019 et permettre à Connacher de faire lever la protection de la LACC.
- (4) 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.
- (5) M. McCrank a été, du 17 juillet 2008 au 5 avril 2011, administrateur de MegaWest Energy Corp. (« MegaWest »), émetteur assujéti en Alberta et en Colombie-Britannique. En septembre 2010, une interdiction d'opérations a été décrétée à la fois par l'ASC et la BCSC contre MegaWest pour avoir omis de déposer certains documents du dossier d'information. Ces documents ont été déposés par MegaWest et les interdictions ont été levées par l'ASC et la BCSC en octobre 2010.

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 1^{er} janvier 2019, sont indiqués ci-après :

Administrateur	Comité d'audit	Comité de gouvernance	Comité RHR	Comité ESS
Catherine M. Best	✓		✓	
Victoria A. Calvert		✓		✓
David W. Cornhill				
Allan L. Edgeworth	✓		✓	
Daryl H. Gilbert			Président	
Cynthia Johnston			✓	✓
Pentti O. Karkkainen	✓	✓		
Robert B. Hodgins	Président	✓		
Phillip R. Knoll				Président
Terry D. McCallister				✓
M. Neil McCrank		Président		

HAUTS DIRIGEANTS

Les nom, lieu de résidence et poste de chacun des hauts dirigeants actuels d'AltaGas et d'autres membres du comité directeur 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
<i>Randall L. Crawford</i> Calgary (Alberta) Canada Président et chef de la direction Administrateur	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.
<i>Timothy W. Watson</i> Calgary (Alberta) Canada Vice-président directeur et chef des finances	Vice-président directeur et chef des finances d'AltaGas depuis novembre 2015. Vice-président directeur d'AltaGas de mars 2015 à octobre 2015. Chef et directeur général, Services bancaires d'investissement dans les secteurs canadiens de l'énergie et de l'électricité chez Merrill Lynch Canada Inc. de septembre 2010 à janvier 2015.
<i>Corine R.K. Bushfield</i> 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.
<i>Adrian Chapman⁽¹⁾</i> Washington, DC, États-Unis Président et chef de la direction de Washington Gas Light Company et membre du comité directeur	Président et chef de la direction de WGL et de Washington Gas depuis juillet 2018. Également président, Services publics, États-Unis, d'AltaGas Services (U.S.) Inc. D'octobre 2009 à juillet 2018, président et chef de l'exploitation de WGL et de Washington Gas.
<i>Fredrick K. Dalena</i> Coraopolis, Pennsylvanie Vice-président directeur, Stratégie commerciale et développement des affaires	Vice-président directeur, Stratégie commerciale et développement des affaires d'AltaGas depuis décembre 2018. Directeur du développement du secteur intermédiaire d'EQT Corporation de 2015 à 2017. Vice-président directeur, Stratégie commerciale du secteur intermédiaire de 2014 à 2015. Il a occupé d'autres postes de direction commerciale dans des sociétés de services énergétiques, des sociétés intermédiaires et des sociétés de distribution d'EQT après avoir joint EQT en 2003.
<i>Randy W. Toone</i> Calgary (Alberta) Canada Vice-président directeur et président, Secteur intermédiaire	Vice-président directeur et président, Gaz, 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.
<i>Bradley B. Grant</i> Calgary (Alberta) Canada Vice-président directeur et chef des services juridiques; vice-président directeur, Stratégie et développement de l'entreprise	Vice-président directeur, Stratégie et développement de l'entreprise, depuis janvier 2019. 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.

Note :

- (1) M. Chapman a été administrateur d'American Solar Direct, Inc. (« ASDI ») du 5 novembre 2010 au 14 mars 2017. Le 2 juin 2017, ASDI a déclaré faillite en vertu du Chapitre 7 devant le Tribunal des faillites des États-Unis pour le district central de la Californie (Los Angeles).

COMITÉ D'AUDIT

Composition du comité d'audit

Le comité est actuellement composé de quatre membres, soit Catherine M. Best, Allan L. Edgeworth, Robert B. Hodgins et Pentti Karkkainen. M. Hodgins est le président du comité. 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^{me} Best est comptable agréée et a été première vice-présidente, Gestion du risque et chef des finances de la Calgary Health Region de 2000 à mars 2009. Avant de se joindre à la Calgary Health Region, elle a travaillé chez Ernst & Young s.r.l. à Calgary pendant 19 ans, notamment en qualité d'associée à la vérification des sociétés pendant les dix dernières années. Elle a été membre du comité d'audit de plusieurs sociétés ouvertes.

M. Edgeworth a été président d'ALE Energy Inc. de janvier 2005 à décembre 2015. M. Edgeworth a été président et chef de la direction d'Alliance Pipeline de 2001 à décembre 2004. Il s'est joint à Alliance Pipeline en 1998 à titre de vice-président directeur et de chef de l'exploitation. Auparavant, M. Edgeworth a passé près de 20 ans au sein de Westcoast Energy Inc., où il a occupé divers postes, y compris ceux de vice-président, Exploitation des pipelines, de premier vice-président, Affaires réglementaires et de président, Division des pipelines.

M. Hodgins a été chef des finances de Pengrowth Energy Trust (désormais Pengrowth Corporation) 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. Il est comptable professionnel agréé et comptable agréé en Ontario et en Alberta. Il a été membre du comité d'audit de plusieurs sociétés ouvertes.

M. Karkkainen a cofondé KERN Partners, une société canadienne d'investissement privé de premier ordre axée sur le secteur de l'énergie, dont il été le commandité de 2000 à 2014 et le conseiller stratégique principal de 2014 à 2015. M. Karkkainen siège également au conseil d'administration de NuVista Energy Ltd. à titre d'administrateur principal et a été membre de plusieurs comités d'audit, dont un à titre de président. M. Karkkainen est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Queens.

Politiques et procédures d'approbation préalable

Comme il est prévu dans sa charte, le comité doit approuver préalablement tous les services non liés à l'audit 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. (« E&Y »), auditeur externe d'AltaGas, pour 2018 et 2017 sont les suivants :

Catégorie d'honoraires pour les services de l'auditeur externe	2018	2017
Honoraires d'audit	2 766 074 \$	2 452 645 \$
Honoraires pour services liés à l'audit ⁽¹⁾	1 242 606	381 383
Honoraires pour services de conformité fiscale ⁽²⁾	66 389	44 404
Autres honoraires ⁽³⁾	86 970	206 387
Total	4 162 039 \$	3 084 819 \$

Notes :

- (1) Représente le 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 2018 et 2017, il s'agissait notamment de l'examen de prospectus, de dépôts liés à des valeurs mobilières, de recherche sur des questions comptables et d'audit (y compris celles liées à l'acquisition de WGL), d'évaluation des contrôles internes ainsi que de frais d'adhésion au Conseil canadien sur la reddition de comptes.
- (2) En 2018 et 2017, il s'agissait de services liés à la conformité fiscale et à l'établissement de prix de transferts.
- (3) Représente le 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. En 2018 et 2017, il s'agissait de services de traduction.

FACTEURS DE RISQUE

Le texte qui suit résume certains facteurs de risque auxquels sont exposées AltaGas et son entreprise. Les risques décrits ci-dessous ne constituent pas une liste exhaustive de tous les risques et ils ne doivent pas être considérés comme constituant un résumé complet de tous les risques découlant des activités en question. Avant de prendre une décision de placement, les porteurs de titres, actuels et éventuels, d'AltaGas doivent examiner et analyser attentivement les facteurs de risque ci-dessous ainsi que les autres renseignements figurant dans la présente notice annuelle et y étant intégrés par renvoi, 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 1^{er} mai 2018 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 2019.

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. Voir « Opérations récentes dignes de mention – Acquisition de WGL ».

Conjoncture économique générale

La conjoncture économique 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. 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 lié à la consommation

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 avoir une incidence négative sur les résultats d'AltaGas.

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 de GNL et de GPL, sur les marchés étrangers. L'offre et la demande sur tous ces marchés sont touchées par un certain nombre de facteurs, comme 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 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.

Le 19 décembre 2018, S&P a révisé à la baisse la note d'émetteur d'AltaGas et la note de ses BMT non garantis de premier rang pour la faire passer de BBB, avec perspective négative, à BBB-, avec perspective négative. Le 21 décembre 2018, DBRS a révisé la note à la baisse pour la faire passer de BBB sous surveillance avec perspective évolutive à BBB (bas), avec perspective stable. Le 27 juillet 2018, Fitch a accordé une première note de BBB à AltaGas et le 17 décembre 2018, elle a confirmé la note BBB.

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

En outre, une autre baisse des notes d'AltGas pourrait rendre plus difficile et coûteux (i) la conclusion d'opérations de couverture ou sur dérivés dans le cours normal et obligerait AltGas 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 hausse des coûts d'emprunt sans possibilité de répercuter cette hausse dans les tarifs des clients de Washington Gas, qui serait affectée par les conditions de la fusion qui interdisent à Washington Gas de recouvrer les coûts de financement supplémentaires occasionnés par la révision à la baisse d'une note, 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

AltaGas s'expose au risque de change en raison de ses investissements aux États-Unis, et elle pourrait à l'avenir s'exposer au risque de change en raison de ses activités d'exportation de GNL et de GPL. 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 en raison de l'imposition d'impôts supplémentaires et du coût du change.

Service de la dette

AltaGas peut financer une partie importante de ses activités au moyen d'emprunts. Les sommes versées au titre de l'intérêt et du capital sur les emprunts contractés par AltaGas pourraient nuire au remboursement de ses dettes directes ou indirectes. Les fluctuations des taux d'intérêt et des remboursements de capital prévus pourraient avoir pour effet de modifier considérablement le montant qui doit être affecté au service de la dette. En fin de compte, cette situation pourrait diminuer les dividendes versés aux actionnaires. De plus, les prêts consentis à AltaGas sont subordonnés aux clauses

restrictives et aux critères financiers usuels, lesquels pourraient empêcher AltaGas de verser des dividendes aux actionnaires dans certaines circonstances.

Risque lié au financement et au refinancement

Toutes les facilités de crédit d'AltaGas comportent une date d'échéance à laquelle, si elles n'ont pas été remplacées, prolongées ou renouvelées, les sommes dues doivent être remboursées intégralement. Si l'une des facilités de crédit n'est pas remplacée ou prolongée avant sa date d'échéance, par une facilité au même montant ou supérieure ou à des conditions au moins aussi bonnes, la capacité d'AltaGas de financer ses activités en cours pourrait s'en trouver amoindrie. En outre, ces facilités de crédit sont généralement assorties de clauses restrictives dont le non-respect pourrait nuire à la capacité d'AltaGas d'emprunter des fonds sur ces facilités, ce qui pourrait avoir une incidence négative éventuelle sur les flux de trésorerie et sur l'entreprise d'AltaGas.

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, 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 à l'avenir ou si elle décidait de les modifier.

Le 13 décembre 2018, AltaGas annonçait la conclusion d'un examen exhaustif de son dividende et le rajustement du dividende à 0,08 \$ par action afin d'améliorer sa capacité financière et d'accroître sa souplesse de financement. Bien qu'AltaGas prévoit que ce rajustement aura une incidence importante sur sa souplesse de financement et sur son profil de crédit, de sorte à fournir avec le temps une source efficace de financement permettant de réduire la dette et de financer la croissance, rien ne garantit que ce rajustement permettra d'atteindre les objectifs voulus et que le conseil d'administration d'AltaGas ne décidera pas, dans l'avenir, de rajuster le dividende de nouveau.

Engagements liés aux approbations de l'acquisition de WGL par les autorités de réglementation

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 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.

Intégration de WGL

AltaGas a fait l'acquisition de WGL en vue d'en retirer divers avantages, notamment des économies de coûts et des efficiences opérationnelles. Il règle certaines incertitudes quant à savoir si seront obtenus les avantages prévus de l'acquisition de WGL. Il faut notamment que l'intégration des entreprises de WGL et d'AltaGas se déroule avec efficacité et en temps opportun et qu'AltaGas réalise les occasions de croissance et les synergies attendues de cette intégration. Le regroupement de deux entreprises indépendantes est complexe, coûte cher en temps et en argent et oblige la direction à consacrer une partie considérable de son attention et de ses ressources à combiner les pratiques commerciales et les activités de WGL et d'AltaGas. Ce processus pourrait perturber les entreprises d'AltaGas et de WGL.

De plus, il se peut que l'intégration prenne plus de temps que prévu et perturbe les activités, les procédés et les systèmes d'AltaGas, ou qu'elle donne lieu à des incohérences dans les normes, contrôles, procédures, pratiques et politiques, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la capacité de la société issue du regroupement de tirer les avantages prévus de l'acquisition en temps voulu. 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 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.

Risque lié à la stratégie de croissance

En 2018, AltaGas a sérieusement réorienté ses activités, notamment par l'acquisition de WGL, le PAPE d'ACI, la vente d'actifs et son recentrage stratégique principalement dans le secteur intermédiaire et les services publics. Il se peut que les changements stratégiques qu'AltaGas a opérés et qu'elle prévoit poursuivre en 2019 et par la suite ne soient pas aussi fructueux que ce qu'elle avait prévu.

Ventes d'actifs planifiées en 2019

AltaGas a annoncé son intention de procéder à des ventes d'actifs supplémentaires d'environ 1,5 à 2,0 milliards de dollars en 2019 dans le but de réduire davantage la dette de la Société, de financer sa future croissance et de minimiser les besoins de capitaux propres ordinaires à court terme. Voir « Ventes d'actifs prévues pour 2019 et plan de financement équilibré ».

Compte tenu des difficultés auxquelles le secteur de l'énergie fait actuellement face, d'autres émetteurs pourraient aussi se lancer dans des ventes d'actifs concurrentielles adressées à un nombre limité d'investisseurs potentiels, ce qui pourrait faire baisser la demande pour les actifs d'AltaGas et/ou faire baisser les prix de ces actifs par rapport aux attentes actuelles d'AltaGas ainsi que la valeur comptable de ces actifs. AltaGas pourrait être incapable de vendre tous les actifs dont elle souhaite se défaire à des conditions favorables ou du tout. Même si AltaGas est capable de vendre des actifs, il pourrait être impossible d'encaisser le produit de la vente au moment où AltaGas a besoin de capitaux. L'incapacité à obtenir des capitaux suffisants de la vente d'actifs ou la non-concordance entre le moment de l'encaissement des capitaux et celui des besoins de financement pourraient avoir une incidence défavorable sur l'entreprise, la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie d'AltaGas.

En outre, toute monétisation d'un actif pourrait donner lieu à une perte de valeur si l'actif était vendu ou autrement échangé pour un montant inférieur à sa valeur comptable. Si la direction établit qu'il y a eu perte de valeur, la Société devrait imputer immédiatement une charge hors trésorerie en diminution du bénéfice.

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 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 qui, par voie de conversion, donnent droit à des actions ordinaires pourrait avoir un effet dilutif sur les actionnaires existants.

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 et le cadre réglementaire applicable aux participants du marché. 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 le plus gaz riche ou humide, plus élevée 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.

Risque de crédit de contrepartie

AltaGas s'expose aux pertes attribuables au mauvais crédit de tout cocontractant qui omet d'honorer ses obligations actuelles ou futures envers elle. Il y a risque de non-paiement par les 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 par les contreparties à ses contrats à long terme, comme les EAE, les CAE et les ententes fermes. Bien qu'un grand nombre des cocontractants d'AltaGas soient de qualité supérieure, étant donné la détérioration prolongée et considérable de la situation financière dans le secteur de l'énergie dans l'Ouest canadien et les obstacles à une forte amélioration, AltaGas ne peut garantir que la qualité du crédit de ses cocontractants demeurera à son niveau actuel ou qu'elle ne diminuera pas. En outre, AltaGas s'attend à ce que les coinvestisseurs dans les filiales qui ne lui appartiennent pas entièrement 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 en se diversifiant et en étudiant soigneusement la solvabilité de ses cocontractants.

Dépendance envers certains partenaires

AltaGas n'exploite pas certaines de ses installations et 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. De plus, pour ce qui est des filiales non détenues en propriété exclusive, AltaGas s'attend à ce que les autres investisseurs remplissent leurs obligations et leurs engagements envers 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 les objectifs d'AltaGas. 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 qui concernent les activités et les autres décisions commerciales. Pareilles différences pourraient avoir une incidence négative sur le succès des installations. AltaGas est parfois tenue d'aviser et de consulter divers groupes de parties prenantes, y compris les propriétaires fonciers, les groupes autochtones et les municipalités, dans le cadre du processus d'obtention des permis et des autorisations liés à ces installations. Les retards imprévus dans la procédure pourraient avoir des répercussions négatives importantes sur la capacité d'AltaGas de terminer à temps une installation donnée.

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 à nos 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 important sur les activités, la situation financière et les flux de trésorerie d'AltaGas.

En outre, Washington Gas doit faire l'achat 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 son 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 locales relatives à la délivrance des permis 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.

Risque opérationnel

Les entreprises d'AltaGas sont soumises aux risques normalement associés à l'exploitation et à la mise en valeur du gaz naturel, de LGN, de GNL, de GPL et des installations électriques, y compris la défaillance mécanique, les problèmes de transport, la dégradation matérielle, les erreurs humaines, les vices de fabrication, 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, ou de production ou de livraison d'électricité, 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 collectivités locales, les groupes autochtones et les autres 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 ».

Modifications des lois

Les modifications apportées à la législation applicable, notamment 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, ce qui risquerait de réduire la capacité d'AltaGas de verser des dividendes aux actionnaires. 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. Le projet de loi C-69, portant sur la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie* et la *Loi sur l'évaluation d'impact*, qui abrogerait la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* actuellement en place, propose des modifications radicales à la réglementation applicable aux promoteurs de projets relevant du fédéral. Les changements proposés concernent les délais d'approbation des projets, la plus grande mobilisation et participation du public et des peuples autochtones aux procédures réglementaires, un plus grand nombre de facteurs à considérer par les autorités dans l'examen des nouveaux projets, un accroissement des pouvoirs d'enquête et de sanction et l'introduction d'infractions de responsabilité stricte et absolue pour les entités réglementées par le fédéral. Bien que le projet de loi C-69 soit susceptible d'être modifié, s'il entre en vigueur, il pourrait avoir une incidence sur les projets, actuels ou futurs, d'AltaGas sur les terres fédérales, et sur les projets interprovinciaux et internationaux d'AltaGas au Canada.

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 a fait une première évaluation des incidences des modifications de 2017 sur les lois fiscales américaines, sur la TCJA, sur elle-même et sur ses filiales; toutefois, il est impossible de savoir, à l'heure actuelle, comment le département du Trésor américain pourrait interpréter certaines

dispositions de la TCJA. Ces interprétations pourraient nuire aux taux d'imposition effectifs d'une partie ou de la totalité des entreprises américaines d'AltaGas.

Les événements politiques récents aux États-Unis ont créé de l'incertitude dans les relations commerciales en cours, plus particulièrement en ce qui concerne le remplacement de l'Accord de libre-échange nord-américain (l'« ALENA ») par l'Accord Canada–États-Unis–Mexique (« ACEUM »). Bien que l'ALENA soit toujours en vigueur, l'ACEUM a été négocié par les gouvernements des États-Unis, du Mexique et du Canada, mais il n'a pas encore été ratifié par certaines autorités gouvernementales. Il est donc impossible pour AltaGas, à l'heure actuelle, de prédire l'incidence que l'ACEUM pourrait avoir.

Washington Gas et WGL Midstream font face à des risques réglementaires et financiers s'il est donné suite à certains projets de réglementation de la sécurité des pipelines qui imposeraient une plus grande surveillance et inspection des pipelines et une augmentation des investissements dans les installations pipelinières, projets qui sont en instance ou ont été déjà soumis au Congrès des États-Unis. La plus grande supervision fédérale entraînée par ces projets risquerait de faire augmenter nos charges d'exploitation et dépenses d'investissement. 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, une telle modification dans la réglementation pourrait coûter très cher aux entreprises de Washington Gas et de WGL Midstream. Washington Gas 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.

Coûts et limitations de la gestion des risques

AltaGas utilise des instruments financiers dérivés pour gérer les risques associés aux fluctuations des taux de change et des prix de l'électricité, du gaz naturel et du LGN. AltaGas ne conclut pas d'opérations sur dérivés dans le but de spéculer. De tels instruments 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.

En outre, les règlements d'application des dispositions de la loi Dodd-Frank régissant les opérations sur dérivés aux États-Unis pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité d'AltaGas de couvrir les risques liés à ses activités. La loi Dodd-Frank régit les opérations sur dérivés qui concernent certains titres utilisés dans le cadre des activités de gestion des risques d'AltaGas, comme les swaps de taux d'intérêt, les contrats d'options sur marchandises, les contrats financiers et d'autres contrats. Aux termes de la loi Dodd-Frank, la plupart des swaps doivent être approuvés par des agences de compensation inscrites et négociés à une bourse de valeurs ou sur une plateforme de négociation désignée, sous réserve de certaines exceptions applicables aux entités qui utilisent des swaps pour couvrir ou atténuer les risques commerciaux. La SEC et la Commodity Futures Trading Commission n'ont pas encore pris tous les règlements d'application de la loi Dodd-Frank relatifs aux opérations sur dérivés. Lorsque ce sera fait, la loi et les nouveaux règlements d'application pourraient faire augmenter les charges d'exploitation et frais d'opération des contrats dérivés et avoir une incidence sur le nombre de contreparties disponibles et leur solvabilité. De plus, depuis 2016, certaines autorités de réglementation en valeurs mobilières du Canada ont adopté des instruments portant sur les négociations, la compensation et la déclaration des dérivés. La nature des activités sur dérivés d'AltaGas et les sommes théoriques mensuelles en jeu ont jusqu'à présent permis à AltaGas d'être dispensée de l'obligation de déclarer ces opérations à un répertoire d'opérations sur dérivés, mais rien ne garantit qu'AltaGas sera en mesure de continuer à être dispensée dans l'avenir. Si AltaGas est tenue de déclarer ses opérations sur dérivés à un répertoire d'opérations sur dérivés, elle devra consacrer du temps et de l'argent à la mise en place et au maintien des systèmes nécessaires, ce qui pourrait entraîner une hausse des frais opérationnels et transactionnels des contrats sur dérivés.

De plus, AltaGas pourrait réaliser des opérations avec des contreparties domiciliées dans l'Union européenne ou dans d'autres États qui, à l'instar des États-Unis, sont en train de mettre en œuvre des règlements visant les opérations sur dérivés, dont certains sont actuellement en vigueur et pourraient imposer des droits sur les opérations sur dérivés.

Réglementation

Les activités d'AltaGas sont assujetties à de nombreux règlements et lois complexes dans les territoires où elle exploite son entreprise. Les règlements et les lois suivent les changements d'orientations politiques, sans qu'AltaGas puisse en prédire l'évolution ou l'incidence ultime sur ses activités. 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 décident des rendements permettant le recouvrement de 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. Des changements apportés aux facteurs de risque suivants pourraient influencer sur les bénéfices provenant des services publics réglementés d'AltaGas : (i) le rendement des capitaux propres et de la composante capitaux propres de la structure du capital autorisé par les autorités de réglementation; (ii) la base tarifaire; (iii) les volumes de gaz livrés; (iv) 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.

Taxe sur le carbone et changements climatiques

Certaines grandes installations d'AltaGas pourraient à l'avenir être assujetties à la réglementation sur le changement climatique édictée par les autorités provinciales, étatiques et/ou fédérales dans le but de gérer les émissions de gaz à effet de serre. Voir les 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 – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire » et « Activités de la Société – Entreprise d'électricité – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise d'électricité » dans la présente notice annuelle. Les coûts directs et indirects entraînés par l'obligation de se conformer à la réglementation pourraient avoir une grave incidence sur les activités, la situation financière, les résultats d'exploitation et les perspectives d'AltaGas. 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 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 les coûts des producteurs. En outre, un certain nombre d'activistes environnementaux et de membres du public préoccupés par le changement climatique s'opposent à la poursuite de l'exploitation, de la mise en valeur et du transport des énergies fossiles. Compte tenu de la nature évolutive du débat sur le changement climatique et le contrôle des émissions de gaz à effet de serre, il est difficile d'en prévoir les répercussions sur AltaGas, ses activités et sa situation financière.

Construction et aménagement

L'aménagement, la construction et l'exploitation future d'installations de gaz naturel, de distribution de gaz naturel, de LGN, de GNL, de GPL et d'électricité peuvent être influencés défavorablement par la modification de politiques et de règlements gouvernementaux, les problèmes d'environnement, l'augmentation des coûts d'immobilisation et de construction, les vices de construction, les retards dans la construction, l'augmentation des taux d'intérêt et la concurrence dans l'industrie. Si l'un de ces facteurs se matérialise, les résultats réels pourraient différer considérablement des prévisions, notamment en ce qui a trait aux coûts, à l'utilisation et au débit des installations, à la production, aux produits d'exploitation futurs et aux bénéfices.

La construction, l'aménagement et l'exploitation futurs des projets de gaz naturel, de distribution de gaz naturel, de LGN, de GNL, de GPL et d'électricité 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, 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 doit soumettre certains actifs à un test de dépréciation sur une base annuelle ou lorsque que des faits 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 son goodwill, de ses immobilisations corporelles, de ses actifs incorporels et de certains investissements.

Comme ces installations sont raccordées à des installations appartenant à des tiers, certaines circonstances imprévues ou impossibles à contrôler provenant de ces systèmes pourraient nuire à leur exploitation. Ces événements pourraient retarder davantage l'entrée en service des projets de WGL Midstream ou en interrompre l'exploitation, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur les résultats financiers d'AltaGas.

Transport maritime et ferroviaire à RIPET

Le propane des producteurs de gaz naturel sera acheminé à RIPET sur le réseau ferroviaire existant de CN et sera livré aux clients par bateau. Les expéditions ferroviaires et les expéditions maritimes peuvent être affectées par des retards de service, des conditions météorologiques défavorables, le manque de disponibilité des wagons de transport, les déraillements ou d'autres incidents de transport maritime ou ferroviaire, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les volumes des produits ou leur prix, ou encore nuire à notre réputation, entraîner des dommages-intérêts, 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 à l'équipement ou aux biens et/ou des lésions corporelles occasionné par un incident ferroviaire ou maritime impliquant du propane 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 à RIPET liées au transport maritime ou ferroviaire de propane, 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.

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.

WGL est actuellement en litige avec Antero Resources Corporation (« Antero ») au sujet de l'achat de gaz naturel. Washington Gas et WGL Midstream ont chacune conclu un contrat en juin 2014 avec Antero pour acheter du gaz naturel à Antero à des prix établis selon un indice pour livraison aux endroits stipulés. Depuis que les livraisons ont commencé, le prix payé selon l'indice a toutefois dépassé la juste valeur de marché au même point de livraison, ce qui a entraîné pour les entités de WGL des pertes d'environ 40 millions de dollars américains. Par conséquent, Washington Gas et WGL Midstream ont avisé Antero qu'elles invoquaient la clause contractuelle permettant de choisir un nouvel indice. Antero s'est opposée à cette demande au motif que la clause contractuelle permettant de choisir un nouveau prix indiciel ne s'appliquait pas, sauf si Antero avait décidé elle-même de vendre du gaz à un prix inférieur à celui du point de livraison (ce qu'Antero déclare ne pas avoir fait). Le différend a été soumis à l'arbitrage en janvier 2017 et le tribunal arbitral a tranché en faveur d'Antero sur l'applicabilité du mécanisme d'établissement d'un nouveau prix. Le tribunal a par contre statué qu'il n'avait pas la compétence de déterminer si Antero contrevenait à son obligation de livrer du gaz à Washington Gas et WGL Midstream à un point de livraison où elles pourraient toucher un prix plus élevé. Par conséquent, Washington Gas et WGL Midstream ont intenté une poursuite auprès de la Cour de l'État du Colorado afin qu'elle tranche cette question. La Cour de l'État a accueilli la requête d'Antero de rejeter l'affaire, jugement que WGL a porté en appel. En octobre 2018, la Cour d'appel a infirmé la décision de la Cour de l'État et a envoyé l'affaire en première instance. Parallèlement, Antero a intenté une poursuite contre Washington Gas et WGL Midstream, dans laquelle il est allégué qu'elles n'ont pas acheté les volumes quotidiens de gaz stipulés, réclamant des dommages de plus de 100 millions de

dollars américains au 4 avril 2018, selon la plainte d'Antero. Washington Gas et WGL Midstream contestent la validité de la réclamation d'Antero et de son montant. WGL est d'avis qu'il est peu probable qu'Antero réussisse à toucher ces pénalités, de sorte qu'aucun montant n'a été comptabilisé au 31 décembre 2018. En décembre 2017, WGL Midstream a modifié son contrat avec Antero et, avec prise d'effet le 1^{er} février 2018, elle n'est plus obligée d'acheter du gaz au point de livraison qui fait l'objet de ces litiges. Ces deux affaires ont été regroupées et un procès avec jury est prévu pour le 10 juin 2019.

Washington Gas continue de collaborer à l'enquête du National Transportation and Safety Board (« NTSB ») sur l'explosion et l'incendie survenus en août 2016 dans un complexe d'appartements sur Arliss Street à Silver Spring, au Maryland, dont la cause n'a pas encore été déterminée. Le NTSB a prévu tenir une séance publique le 23 avril 2019, afin de déterminer la cause probable de l'incident. Un total de 40 poursuites civiles liées à cet incident ont été intentées contre WGL et Washington Gas devant la cour de circuit du comté de Montgomery, au Maryland. Toutes ces poursuites visent à obtenir des dommages-intérêts non précisés pour des blessures corporelles ou des dommages matériels. La seule action collective intentée contre WGL et Washington Gas a été modifiée afin de réclamer des dommages-intérêts pour dommages aux biens et perte de jouissance. La date de l'audience a été fixée au 2 décembre 2019. Washington Gas souscrit une assurance responsabilité civile complémentaire auprès d'assureurs de premier ordre, sous réserve d'une franchise auto assurée minime. Washington Gas prévoit que cette assurance suffira à couvrir toute dette importante pouvant découler de cet incident.

AltaGas est partie à plusieurs coentreprises régissant la propriété et l'exploitation de ses actifs et de ses installations. Certains de ses partenaires de coentreprises peuvent avoir ou se former des intérêts ou des objectifs différents de ceux d'AltaGas ou qui entrent en conflit avec ceux-ci. AltaGas tente de régler par la négociation tout différend avec ses partenaires de coentreprises concernant l'exploitation ou toute autre décision d'affaires. Toutefois, si les parties ne réussissent pas à s'entendre, des poursuites pourraient être entamées. De telles poursuites, ou les circonstances donnant lieu à de telles poursuites, pourraient avoir une incidence défavorable importante sur les coentreprises, les partenaires de coentreprises ou leurs actifs et entreprises, ce qui pourrait nuire à l'entreprise, à la situation financière, aux résultats d'exploitation et aux perspectives d'AltaGas. Voir également « Facteurs de risque – Dépendance envers certains partenaires ».

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 désuètes 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 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 des dommages-intérêts 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 ces événements, s'ils se produisent, ne puissent être pleinement garantis par les assurances ni couverts par les tarifs.

Cybersécurité, information et systèmes de contrôle

Les procédés d'AltaGas reposent de plus en plus sur l'automatisation des systèmes d'information procurée 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 visant les systèmes d'information augmente, en particulier le risque d'une attaque contre notre secteur d'activité. 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.

Les violations de la sécurité des systèmes informatiques d'AltaGas par des cyberattaques et des actes de cyberterrorisme ou d'autres défaillances des systèmes informatiques 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 appartenant aux clients, aux employés ou à 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 importante sur ses activités et sa situation financière.

La stratégie de cybersécurité d'AltaGas repose sur la gestion des risques informatiques, qui fait intervenir une surveillance permanente, l'information et la formation continues des employés sur la cybersécurité, la réalisation de tests de vulnérabilité et de sécurité, la mise au point de protocoles de détection des menaces et de réponses aux incidents. Toutefois, en dépit de cette stratégie, 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 importante sur la situation financière et les résultats d'exploitation d'AltaGas.

Relations avec les parties prenantes externes

Pour AltaGas, il est très important d'établir et de conserver des relations positives avec ses parties prenantes, en particulier avec les communautés où elle exerce ses activités, avec les organismes de réglementation et avec les groupes autochtones locaux. Le public se préoccupe de plus en plus des effets apparents que les activités exercées par 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 la qualité de l'air et de l'eau, le bruit, la poussière, la perturbation des sols et de l'écologie, ainsi que des occasions de création d'emploi et de développement économique. L'opposition des communautés, de certains groupes d'intérêts particuliers (y compris des organisations non gouvernementales) et des groupes autochtones aux activités du secteur des ressources naturelles pourrait finalement 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 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. Voir « Modifications des lois » ci-dessus. La publicité négative envers les activités d'AltaGas et ses partenaires ou d'autres activités du secteur de l'énergie en général pourrait avoir une incidence défavorable importante 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.

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.

Acceptabilité du prix de l'électricité et des ressources

Les produits d'exploitation d'AltaGas provenant des ventes d'électricité et des services accessoires sont exposés aux facteurs du marché, comme la fluctuation de l'offre et de la demande, lesquels sont tributaires des conditions climatiques, de l'utilisation par les clients, de l'activité économique et de la croissance. Cette exposition pourrait augmenter lorsqu'expireront les ententes d'achat d'électricité existantes. Lorsqu'une entente d'achat d'électricité prend fin ou est résiliée, il est possible que le prix obtenu par le producteur, l'installation ou la centrale en question aux termes d'ententes de vente ultérieures soit considérablement réduit. Il est également possible que les ententes d'achat d'électricité négociées après l'échéance du premier terme ne puissent pas être renouvelées à des prix avantageux qui permettent l'exploitation continue de l'installation ou de l'usine visée.

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 avoir une incidence défavorable importante sur l'entreprise, la situation financière et les flux de trésorerie d'AltaGas.

Garanties accessoires

AltaGas est en mesure d'obtenir des limites de crédit non garanties de certains de ses cocontractants afin de bloquer ses marges d'électricité à charge minimale et également d'obtenir un approvisionnement des services de gaz naturel et de LGN pour ses activités liées aux services énergétiques. Si le risque de crédit des cocontractants 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.

Revendications territoriales et droits autochtones

Les peuples autochtones revendiquent des droits sur une grande partie des terres du Canada. AltaGas exerce ses activités dans des territoires ainsi revendiqués. Ces revendications, si elles sont fructueuses, auront une incidence défavorable importante, notamment sur la production de gaz naturel, la construction d'infrastructures de stockage de gaz naturel en Nouvelle-Écosse, l'aménagement de projets d'extraction de LGN et de gaz naturel en Alberta et en Colombie-Britannique, l'aménagement de RIPET en Colombie-Britannique et les projets d'aménagements électriques et de production d'électricité en Alberta. 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, l'électricité produite par les centrales d'AltaGas ou encore l'exploitation ou l'aménagement d'installations de collecte, de traitement et d'exportation d'énergie, de distribution de gaz naturel, de stockage, de production d'électricité ou d'extraction et de transport.

AltaGas a conclu des conventions avec de nombreuses communautés autochtones et d'autres conventions sont en voie d'être conclues. Ces conventions favorisent la définition 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 groupes autochtones à ses activités. Les conventions et les mesures prises par AltaGas renforcent les relations entre les parties, dans le respect du cadre réglementaire et judiciaire évolutif qui régit les relations entre le gouvernement 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.

Obligation de la Couronne de consulter les Peuples autochtones

Les gouvernements fédéral et provinciaux du Canada ont le devoir de consulter les autochtones et, au besoin, de les accommoder lorsque leurs intérêts peuvent être touchés par une mesure ou une décision de la Couronne. Par conséquent, ce devoir peut causer des retards dans la délivrance des approbations réglementaires ou même leur refus, ce qui risque d'avoir une incidence défavorable importante sur les activités d'AltaGas.

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 responsabilités 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 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.

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 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. En outre, les activités de production décentralisée d'AltaGas, qui tirent en grande partie leurs revenus de la vente d'électricité à des clients à partir d'installations de production d'énergie solaire, sont sensibles aux conditions météorologiques étant donné que celles-ci influencent directement la production d'électricité qui est livrée aux clients. 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.

Interruptions de service

Les interruptions de service qui peuvent survenir lors d'importantes pannes d'électricité imprévues touchant des usines, installations ou gazoducs, 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.

Accords déclaratoires

Si AltaGas devient insolvable ou manque 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 du pipeline Caroline et de diverses installations connexes dont elle est la propriétaire exclusive.

Approvisionnement en gaz de Cook Inlet

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 à Cook Inlet ou dans cette région. 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'État. 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.

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 communautés 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 corrections nécessaires. Washington Gas, avec l'appui de chacune de ses commissions de réglementation, accélère actuellement le remplacement de l'infrastructure de pipelines désuets 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 halogénés 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.

Participations ne donnant pas le contrôle dans des investissements

AltaGas a des participations dans des investissements dont il n'a pas le contrôle et elle pourrait en acquérir davantage. AltaGas n'a pas le droit ni le pouvoir de diriger la gestion de ces investissements. Or les autres investisseurs pourraient prendre des décisions qui vont à l'encontre des intérêts d'AltaGas. De plus, d'autres participants peuvent faire faillite ou avoir d'autres objectifs économiques ou commerciaux qui pourraient avoir une incidence négative sur la valeur ou la performance des investissements 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. 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 au titre des coûts de remise en état des sites des usines de gaz synthétique exploitées par elle ou un prédécesseur. Il est difficile d'estimer avec précision les obligations au titre des coûts d'intervention environnementale en raison des divers facteurs qui peuvent avoir une incidence sur l'ampleur de l'intervention. Ces facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter :

- 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 concernés;
- 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 devant être accordé à la remise en état d'un site contaminé.

Washington Gas a repéré jusqu'à dix 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 de remettre en état son installation de East Station, qui est adjacente à la rivière Anacostia, notamment par le pompage et le traitement des eaux souterraines, la récupération du goudron, le confinement du sol et d'autres traitements. Washington Gas mène une enquête de réhabilitation et de faisabilité en application d'un décret de consentement de 2012 avec le District de Columbia et le gouvernement fédéral, de sorte que des travaux de remise en état additionnels pourraient être nécessaires. De plus, des déchets de gaz synthétique ont été découverts sur un terrain adjacent à l'installation de East Station. Washington Gas a accepté de collaborer avec les propriétaires du terrain adjacent pour mener une enquête sur le site, échantillonner les eaux souterraines et présenter un rapport sur la contamination du site sous la supervision du Department of Energy and Environment (« DOE »).

En février 2016, Washington Gas a reçu une lettre du District de Columbia et du Service national des parcs relativement au projet Anacostia River Sediment, dans laquelle il était mentionné que le District de Columbia mène sa propre étude de réhabilitation 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. Dans le rapport provisoire sur le projet d'assainissement des sédiments publié le 30 mars 2018, il est indiqué que le site East Station fait partie des dix-sept sites pouvant faire l'objet de nettoyage environnemental. Au cours de l'exercice clos le 30 septembre 2017, Washington Gas a reçu une demande d'information concernant trois de ses propriétés. À l'heure actuelle, la Société 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.

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, 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.

Relations de travail

Le personnel d'exploitation et d'entretien à Ripon, à Pomona, au centre énergétique Blythe et à Younger et certains employés de Washington Gas et de SEMCO Energy sont syndiqués. Certaines opérations à RIPET seront aussi exécutées par des salariés syndiqués. Toute interruption du travail pourrait limiter la capacité de produire de l'électricité à Ripon, Pomona et 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 bénéfice net d'AltaGas.

Personnel clé

Le succès d'AltaGas dépend largement des compétences et des connaissances spécialisées de son personnel clé. La réussite d'AltaGas dépendra de sa capacité à conserver son personnel 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 son succès. Les coûts du recrutement et de la conservation du personnel pourraient avoir des conséquences défavorables importantes sur les activités et les résultats financiers d'AltaGas.

Échec des fournisseurs de service

Certaines des fonctions relatives aux technologies de l'information, au service à la clientèle, à la chaîne d'approvisionnement, aux pipelines, à l'installation et à l'entretien 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.

Incidents touchant les systèmes et les procédés techniques

Si des systèmes et des procédés techniques clés n'arrivent pas à répondre efficacement aux demandes 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.

Action collective en valeurs mobilières et actions dérivées

Les actions collectives en valeurs mobilières et les actions dérivées sont souvent intentées contre des sociétés qui fusionnent. Rien ne garantit que WGL ou AltaGas ne feront pas l'objet de telles poursuites dans l'avenir et qu'elles pourront les faire échouer. Se défendre contre ce type de réclamation, même non fondée, pourrait occasionner des coûts considérables à WGL et AltaGas et accaparer l'attention de leur direction.

Rendements des investissements d'AltaGas dans les projets d'énergie renouvelable

L'entreprise d'électricité d'AltaGas tire une tranche de ses produits d'exploitation de la vente de CER solaires, que la propriété et l'exploitation de réseaux de distribution commerciale d'énergie permettent de produire. La valeur de ces CER solaires est établie par les marchés des États dans lesquels les réseaux d'énergie distribuée sont installés, lesquels sont régis par les lois étatiques relatives aux normes applicables aux portefeuilles d'énergie renouvelable ou par des obligations liées aux paiements de conformité de rechange visant l'énergie renouvelable. La surconstruction de systèmes d'énergie distribuée dans ces États ou les modifications législatives qui entraînent la réduction des normes applicables aux portefeuilles d'énergie renouvelable ou des obligations liées aux paiements de conformité de rechange pourraient avoir une incidence défavorable sur le prix des CER solaires vendus par AltaGas et sur la valeur des CER solaires qu'AltaGas détient dans son portefeuille. De plus, la stratégie d'investissement d'AltaGas, qui consiste à posséder et à exploiter des installations énergétiques et à vendre de l'énergie aux clients, est fondée sur la disposition relative aux crédits d'impôt pour investissement du code des impôts fédéral américain, qui a permis à AltaGas de réduire son fardeau fiscal en investissant dans des installations d'énergie renouvelable et d'énergie de remplacement comme l'énergie distribuée, les thermopompes sans conduit et les piles à combustible. La capacité d'AltaGas de tirer parti du crédit d'impôt pour investissement est fondée sur certaines hypothèses au sujet de son niveau d'imposition.

Incidence de la concurrence sur l'entreprise intermédiaire et l'entreprise d'électricité 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 installations 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. L'entreprise d'électricité d'AltaGas rivalise avec de nombreux concurrents dans le secteur des réseaux d'énergie commerciaux, notamment en vue d'obtenir la clientèle du gouvernement, ainsi qu'avec des sociétés qui concluent des contrats de rendement liés aux économies d'énergie avec leurs clients et, par ailleurs, avec d'autres services publics qui offrent des services aux termes de contrats d'économies d'énergie et, enfin, en ce qui concerne le marché de l'énergie renouvelable et de la production décentralisée, avec d'autres entrepreneurs, des investisseurs dans la masse fiscale, des sociétés 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.

Respect du paragraphe 404(a) de la Loi Sarbanes-Oxley

Depuis 2019, les contrôles internes de la Société à l'égard de l'information financière doivent respecter les exigences prévues au paragraphe 404(a) de la Loi Sarbanes-Oxley, ainsi que les règles connexes de la Securities and Exchange Commission et du Public Company Accounting Oversight Board. Si AltaGas ne satisfait pas en permanence aux exigences du paragraphe 404(a), ou s'il se produit une défaillance de ses contrôles internes, cela pourrait nuire à la confiance des investisseurs, occasionner des dommages à la réputation et exposer AltaGas à des sanctions pécuniaires. De telles conséquences pourraient avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation, la situation financière et les flux de trésorerie d'AltaGas.

Retard dans l'affectation des fonds du budget fédéral américain

Les activités de l'entreprise d'électricité d'AltaGas rattachées à l'efficacité énergétique et à la gestion de l'énergie dépendent de la réception en temps utile du financement provenant des organismes fédéraux américains. Une partie des revenus de l'entreprise d'électricité d'AltaGas provient de l'adoption de mesures liées à l'efficacité énergétique et à la conservation de l'énergie par des organismes du gouvernement fédéral de la région métropolitaine de Washington D.C. Tout retard dans l'obtention du financement de la part de ces organismes fédéraux aura une incidence directe sur la réalisation des projets en cours et pourrait nuire à la capacité d'AltaGas d'obtenir de nouveaux contrats et, par conséquent, avoir une incidence défavorable sur son bénéfice.

Risque lié à l'approvisionnement en biomasse

Par suite d'événements économiques, d'occurrences naturelles ou du non-respect des obligations contractuelles d'un fournisseur, l'approvisionnement en biomasse pourrait ne pas être suffisant pour permettre le respect des obligations contractées, ce qui pourrait toucher les activités et les résultats financiers d'AltaGas.

POLITIQUES SUR L'ENVIRONNEMENT ET LA SÉCURITÉ ET RESPONSABILITÉ SOCIALE

Valeurs

AltaGas exploite son entreprise de manière sûre et efficace, en maintenant de bonnes relations avec ses clients et les communautés où elle exerce ses activités. Elle établit des relations de travail mutuellement bénéfiques avec les peuples autochtones et collabore étroitement avec les gouvernements et les organismes de réglementation dans le but d'assurer le succès à long terme des projets.

La sécurité et la gestion de l'environnement sont des valeurs fondamentales chez AltaGas, qui régissent la conduite de son entreprise. AltaGas exerce toutes ses activités avec la plus grande considération pour la sécurité de ses employés, de ses sous-traitants et de toutes les autres personnes concernées par ses activités. Il incombe aux employés d'AltaGas au Canada et aux États-Unis de toujours faire preuve de prudence et d'encourager les autres à le faire.

Comité ESS

Le conseil d'administration a créé le comité ESS pour qu'il revoie, suive et lui recommande les politiques, les pratiques et les procédures d'AltaGas et des membres de son groupe en matière d'environnement, de santé et de sécurité.

Politiques et pratiques

AltaGas a mis en place un certain nombre de politiques, de procédures et de pratiques sur la gestion de l'environnement, la sécurité et la responsabilité sociale. Plus particulièrement, le code d'éthique commerciale d'AltaGas, qui s'applique à ses administrateurs, dirigeants, employés, sous-traitants, consultants, représentants et mandataires, établit les principes fondamentaux à suivre et énonce la responsabilité d'AltaGas envers l'environnement et envers la santé et la sécurité de ses travailleurs.

Minimiser l'impact sur l'environnement s'avère essentiel à la pérennité des activités d'AltaGas, qui procure à toutes les personnes à son service une formation sur la protection de l'environnement qui indique à ces personnes leur responsabilité à ce chapitre. La procédure de réponse aux situations d'urgence instituée par AltaGas et la tenue régulière d'exercices préparent AltaGas à réagir et à minimiser l'impact environnemental en cas d'incident. Toutes les entreprises d'AltaGas adoptent des pratiques exemplaires en matière de gestion pour garantir leur conformité aux exigences réglementaires.

Le système de gestion ESS d'AltaGas assure la surveillance permanente et l'amélioration constante des mesures de sécurité et environnementales à l'échelle de toute la société. Les composantes du système de gestion ESS qui sont calquées sur les normes ISO 14001 et OHSAS 18001 établissent les règles et procédures de base que chaque entreprise doit suivre. Le système de gestion ESS énonce les diverses actions et responsabilités qui s'inscrivent dans le cycle de la planification, du développement, du contrôle et de l'ajustement et qui forment la base de l'amélioration continue.

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 règles pourraient entrer en vigueur 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.

Les entreprises de gaz naturel, de services publics et de production d'électricité sont assujetties à une réglementation environnementale édictée par les autorités 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 gazier et énergétique. 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 poursuites éventuelles pour dommages à la propriété, aux employés, à d'autres personnes et à l'environnement suscitées par les activités actuelles ou passées entraînent des coûts considérables à l'avenir. Les risques liés à l'environnement attribuables aux activités d'AltaGas comprennent généralement les émissions dans l'atmosphère, 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 rejet 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 légales 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 les rubriques « Facteurs de risque – Relations avec les parties prenantes externes », « Facteurs de risque – Réglementation », « Facteurs de risque – Taxe sur le carbone et changements climatiques » 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 des GES, 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; (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 qu'elle émet. 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 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 intermédiaire – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire », « Activités de la Société – Entreprise d'électricité – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise d'électricité » et « Activités de la Société – Entreprise de services publics – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise de services publics » de la présente notice annuelle.

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 adopté 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 d'oxydes d'azote (« 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* sont entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2017, ce qui nécessite l'inscription des moteurs modernes et la production de déclarations de conformité s'y rapportant. Les obligations de conformité applicables aux moteurs préexistants seront mises en vigueur en 2019. Elles fixeront les limites à la quantité de NOx, les tests de NOx et les mesures d'oxygène (« 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 d'oxydes d'azote de sa flotte de moteurs, de fours et de chaudières. Grâce à des modifications aux moteurs, à la mise en place de technologies et à des changements aux paramètres d'exploitation, AltaGas attendra d'ici 2021 la moyenne annuelle recherchée de 8 g/kWh sur l'ensemble de la flotte.

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. Par conséquent, le 21 juin 2018, le gouvernement fédéral a adopté la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* pour mettre en œuvre un système de tarification de la pollution par le carbone qui prendra effet en 2019 et qui s'appliquera dans les provinces et les territoires n'ayant pas de système conforme aux seuils de référence fédéraux. À l'heure actuelle, ces provinces et territoires figurent sur la liste de l'annexe 2 de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* et comprennent l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, l'Île-du-Prince-Édouard, la Saskatchewan, le Yukon et le Nunavut. Le gouvernement fédéral a également proposé des règlements imposant des obligations de déclaration d'émissions en vertu de la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre*.

La tarification fédérale de la pollution par le carbone est composée de deux éléments, susceptibles d'influer sur les activités d'AltaGas :

- une taxe sur le carbone applicable aux combustibles fossiles fixée à 20 \$ par tonne d'émissions de carbone, qui passera à 50 \$ par tonne en 2022;
- un système de tarification des émissions régissant les installations industrielles qui émettent 50 000 tonnes ou plus d'équivalent en dioxyde de carbone (« équivalent-CO₂ ») par année, auquel les petites installations qui produisent des émissions inférieures peuvent adhérer.

Le système de tarification des émissions s'applique à toutes les installations industrielles qui émettent 50 000 tonnes ou plus d'équivalent-CO₂ par année. Le système 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 2018, AltaGas avait trois installations de traitement qui dépassent le seuil de 50 000 tonnes d'équivalent-CO₂ par année. Deux installations en Alberta et une installation en Colombie-Britannique qui dépasse le seuil continueront d'être réglementées par les systèmes de tarification et de déclaration du carbone dans ces provinces. La tarification du carbone en Alberta et en Colombie-Britannique devrait répondre aux exigences d'équivalence des seuils de référence fédéraux.

Le système de tarification des émissions a pris effet le 1^{er} janvier 2019. La taxe sur le carbone pour les provinces qui ne respectent pas les exigences d'équivalence devrait prendre effet en avril 2019.

Les répercussions de la structure fédérale des prix du carbone devraient varier selon les secteurs d'activités d'AltaGas, à mesure que la structure des prix rattrape les modèles de tarification du carbone provinciaux qui ont déjà cours. Les répercussions immédiates de la taxe sur le carbone se feront surtout sentir dans le secteur intermédiaire d'AltaGas.

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 passera de 50 000 à 10 000 tonnes d'équivalent-CO₂.

Au 1^{er} juin 2018, dix installations du secteur intermédiaire ont produit des déclarations en application du PDGES en raison de la baisse du seuil de déclaration.

Règlements provinciaux canadiens sur les GES

Les rubriques « Activités de la Société – Entreprise intermédiaire – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise intermédiaire » et « Activités de la Société – Entreprise d'électricité – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise d'électricité » abordent les règlements sur les GES et les règlements environnementaux fédéraux et provinciaux.

Colombie-Britannique (« C.-B. »)

Loi intitulée Carbon Tax Act

La taxe sur le carbone de la C.-B. est actuellement fixée à 35 \$ par tonne d'équivalent-CO₂ émis. En septembre 2017, le gouvernement de la C.-B. a annoncé dans sa mise à jour budgétaire qu'à compter du 1^{er} avril 2018, la taxe sur le carbone augmentera tous les ans de 5 \$ par tonne d'équivalent-CO₂ émis, pour atteindre 50 \$ la tonne en 2021. Grâce à ces augmentations, la C.-B. surpassera les exigences prévues par le cadre pancanadien en matière de tarification du carbone.

Date d'effet	Taxe sur le carbone de la C.-B. (\$/tonne d'équivalent-CO ₂)
Avant 2018	30 \$
1 ^{er} avril 2018	35 \$
1 ^{er} avril 2019	40 \$
1 ^{er} avril 2020	45 \$
1 ^{er} avril 2021	50 \$

Les installations d'AltaGas en exploitation en C.-B. sont assujetties à la *Carbon Tax Act* de la C.-B. et se conforment aux exigences qui y sont prévues.

British Columbia Clean BC Plan

Le gouvernement de la Colombie-Britannique a dévoilé son Clean BC Plan en décembre 2018. Le plan définit les domaines clés dans lesquels la C.-B. entend agir pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Les grandes lignes du plan sont les suivantes :

- renforcer la norme pour les carburants à faible teneur en carbone afin d'atteindre une réduction de 20 % de l'intensité des carburants au carbone d'ici 2030;
- faire augmenter à 650 millions de litres d'ici 2030 la production de nouveaux carburants renouvelables;
- voir à ce que les véhicules non polluants représentent au moins 10 % des ventes de véhicules légers neufs en 2025, 30 % en 2030 et 100 % en 2040;
- atteindre un contenu renouvelable minimal de 15 % dans la consommation industrielle de gaz naturel, assainir les activités industrielles par l'électrification et par le captage et stockage de CO₂ et réduire les émissions de méthane de 45 %;
- améliorer l'efficacité énergétique dans les immeubles.

AltaGas suit activement l'évolution du plan pour en évaluer les effets sur ses entreprises dans la province.

Réglementation fédérale américaine sur l'air et les GES

Programme de déclaration des gaz à effet de serre aux États-Unis

Le Greenhouse Gas Reporting Program des États-Unis (« US GHGRP ») 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 informations pertinentes. Un total de 41 catégories de déclarants sont visées par le US GHGRP. 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 US GHGRP.

Voir l'exposé sur les règlements fédéraux et étatiques des États-Unis portant sur les émissions atmosphériques à la rubrique « Activités de la Société – Entreprise d'électricité – Incidences des facteurs environnementaux sur l'entreprise d'électricité ».

RELATIONS AVEC LES PEUPLES AUTOCHTONES ET LES PARTIES PRENANTES

AltaGas cherche à établir des relations collaboratives à long terme qui sont fondées sur la confiance, la volonté d'écouter et d'apprendre, et le désir de faire participer les peuples autochtones de façon constructive à toutes les étapes de son développement. L'approche d'AltaGas s'appuie sur des principes qui visent à développer des relations solides, notamment :

- des communications ouvertes et honnêtes à toutes les étapes d'un projet;
- la volonté d'intégrer la culture et les connaissances des peuples autochtones afin d'aider AltaGas à prendre des mesures environnementales et à trouver des solutions communautaires éclairées dans le cadre de la planification et du développement des projets;
- le désir de mobiliser le plus possible le plus de membres possible de la collectivité;
- le désir d'instruire, de former et de développer les compétences des peuples autochtones afin qu'ils puissent participer à la planification, à la construction et à l'exploitation d'un projet.

AltaGas est déterminée à créer des relations de travail à long terme mutuellement profitables avec les peuples autochtones, tout en reconnaissant et respectant leurs valeurs individuelles et traditions. AltaGas s'est engagée à développer ces relations sur la base du respect des langues, des traditions et des institutions politiques, sociales et culturelles des peuples autochtones.

La politique de relations avec les peuples autochtones d'AltaGas vise à créer des liens mutuellement profitables avec les peuples autochtones touchés par les activités de la Société. La politique fournit la direction et les moyens qui clarifient la façon dont la Société doit agir avec les peuples autochtones. Elle fixe également les normes pour les employés et les entrepreneurs qui interagissent avec les représentants autochtones, et permet d'assurer une approche cohérente dans le cadre de tous les projets. La politique d'AltaGas énonce des principes directeurs à l'égard des peuples autochtones afin d'atteindre ces objectifs. Ces principes directeurs comprennent :

- le respect des droits légaux, des valeurs culturelles et de l'utilisation traditionnelle des terres;
- la reconnaissance des besoins particuliers des différents peuples autochtones ayant des langues, des cultures, des priorités et des protocoles uniques, et le besoin de faire des recherches à l'égard des questions propres à chaque projet;
- la reconnaissance des différences entre chaque collectivité. Une approche propre à chaque collectivité devra être adoptée aux fins de consultation et d'accommodement en fonction de l'incidence de chaque projet;
- le maintien d'un dialogue ouvert au moyen de communication et de consultation;
- l'éducation et la formation des employés d'AltaGas à l'égard de la politique de relations avec les peuples autochtones;
- le développement communautaire et les partenariats.

Cette politique a pour but de favoriser la compréhension et la sensibilisation à l'égard des peuples autochtones et des questions qui sont importantes pour eux selon les préoccupations qu'ils soulèvent.

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.

AltaGas verse actuellement des dividendes en espèces sur les actions ordinaires vers le 15^e jour de chaque mois ou, si cette date n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable qui suit, aux actionnaires inscrits le 25^e jour du mois précédent ou, si ce jour n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable qui suit. 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 I 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.

En décembre 2018, le conseil d'administration d'AltaGas a approuvé un rajustement du dividende à 0,08 \$ par action ordinaire avec prise d'effet à compter du dividende de janvier 2019.

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 du dernier exercice clos.

Sommes en dollars par action	2018	2017	2016
Actions ordinaires	2,190000	2,107500	2,020000
Actions de série A	0,845000	0,845000	0,845000
Actions de série B	0,968620	0,806380	0,786920
Actions de série C ⁽¹⁾	1,322500	1,155625	1,100000
Actions de série E	1,250000	1,250000	1,250000
Actions de série G	1,187500	1,187500	1,187500
Actions de série I	1,312500	1,312500	1,448245
Actions de série K	1,250000	1,063400	-
Actions à 4,25 \$ de Washington Gas ⁽¹⁾	2,125000	-	-
Actions à 4,80 \$ de Washington Gas ⁽¹⁾	2,400000	-	-
Actions à 5,00 \$ de Washington Gas ⁽¹⁾	2,500000	-	-

Note :

(1) En dollars américains.

RÉGIME DE RÉINVESTISSEMENT DES DIVIDENDES ET D'ACHAT EN ESPÈCES FACULTATIF PREMIUM DIVIDEND^{MC}

Le 17 mai 2016, AltaGas a entièrement remplacé son régime existant par le régime de réinvestissement des dividendes et d'achat au comptant facultatif Premium Dividend^{MC} (le « régime de réinvestissement »). Le régime de réinvestissement comprend trois composantes : une composante Premium Dividend^{MC}, une composante réinvestissement des dividendes et une composante paiement en espèces facultatif.

Le régime de réinvestissement offre aux porteurs d'actions ordinaires admissibles la possibilité de prendre l'une des mesures suivantes : 1) réinvestir les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires dans l'achat de nouvelles actions ordinaires moyennant une décote de 3 % par rapport au cours moyen des actions ordinaires (défini ci-après) à la date de versement des dividendes applicables (la composante réinvestissement des dividendes du régime), 2) réinvestir les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires dans l'achat de nouvelles actions ordinaires moyennant une décote de 3 % par rapport au cours moyen du marché (défini ci-après) à la date de paiement du dividende applicable et échanger les actions ordinaires supplémentaires d'AltaGas contre un paiement au comptant égal à 101 % du montant réinvesti (la composante Premium Dividend^{MC} du régime de réinvestissement).

En outre, le régime de réinvestissement accorde également aux actionnaires qui ont demandé le réinvestissement des dividendes la possibilité d'acheter de nouvelles actions ordinaires au cours moyen (sans décote) à la date de versement des dividendes applicable (la composante achat facultatif d'actions du régime de réinvestissement).

Chacune des composantes du régime de réinvestissement est soumise à des limites, notamment en ce qui a trait à la répartition proportionnelle et à la disponibilité de nouvelles actions ordinaires dans certains cas. Le « cours moyen » désigne, pour une date de versement de dividendes, la moyenne arithmétique (calculée à la quatrième décimale) des cours moyens pondérés en fonction du volume quotidien d'opérations sur les actions ordinaires à la TSX pendant les 10 jours ouvrables précédant la date de versement des dividendes applicable au cours desquels au moins un lot régulier d'actions ordinaires a été négocié. Ces cours seront convenablement rajustés pour tenir compte de certains changements apportés au capital (y compris des subdivisions et des regroupements d'actions ordinaires, certains placements de droits et dividendes). Les actionnaires qui résident à l'extérieur du Canada ne sont pas autorisés à participer à la composante Premium Dividend^{MC} du régime de réinvestissement des dividendes. Les actionnaires qui résident hors du Canada (ailleurs qu'aux É.-U.) peuvent prendre part à la composante réinvestissement des dividendes ou paiement en espèces

^{MC} Marque de commerce de Corporation Canaccord Genuity

facultatif du régime de réinvestissement seulement s'ils y sont autorisés par la législation de leur territoire de résidence et pourvu qu'AltaGas juge, à son entière appréciation, que pareille législation ne l'assujettit pas elle-même ni n'assujettit le régime de réinvestissement à des obligations juridiques ou réglementaires supplémentaires.

Le 29 octobre 2018, le conseil d'administration d'AltaGas a suspendu, jusqu'à nouvel ordre, la composante Premium du régime de réinvestissement avec prise d'effet le 18 décembre 2018. Par conséquent, le dividende devant être versé le 17 décembre 2018 était le dernier dividende compris dans la composante Premium. Les autres composantes du régime de réinvestissement demeurent inchangées.

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 2018) et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	29,34	27,43	12 434 525
Février	27,81	25,42	12 251 092
Mars	26,34	22,82	19 040 696
Avril	25,88	23,21	10 418 648
Mai	26,18	24,37	12 646 849
Juin	27,29	24,80	15 650 995
Juillet	28,45	26,18	31 832 148
Août	26,62	24,14	16 529 098
Septembre	25,33	20,27	41 501 937
Octobre	22,10	15,70	44 264 368
Novembre	16,75	13,75	48 422 553
Décembre	15,93	11,87	45 333 990

Les reçus de souscription ont commencé à être négociés à la TSX sous le symbole ALA.R le 3 février 2017 et ont cessé d'être négociés après la clôture de l'acquisition de WGL le 6 juillet 2018. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des reçus de souscription de janvier au 6 juillet 2018 et le volume des opérations sur ceux-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	29,16	27,55	2 310 566
Février	27,99	25,82	1 847 773
Mars	26,60	24,57	2 473 014
Avril	26,66	24,25	1 427 589
Mai	26,67	24,39	1 949 004
Juin	27,23	24,77	2 340 080
Juillet	27,86	27,17	482 467

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 2018 et le volume des opérations sur celles-ci, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	22,85	22,60	55 847
Février	22,50	22,43	99 632
Mars	22,05	21,94	87 255
Avril	21,27	21,25	30 200
Mai	21,50	21,45	166 432
Juin	21,30	21,25	42 761
Juillet	21,55	21,49	58 500
Août	21,70	21,63	45 327
Septembre	21,82	21,80	187 684
Octobre	20,76	20,57	107 399
Novembre	18,34	18,06	181 912
Décembre	15,16	14,33	264 792

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 et le volume des opérations sur celles-ci de janvier à décembre 2018, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	22,96	21,24	9 824
Février	22,70	21,90	9 755
Mars	22,10	21,19	154 754
Avril	21,35	19,90	17 900
Mai	21,55	20,12	47 082
Juin	21,45	20,85	27 850
Juillet	21,94	21,10	19 682
Août	22,12	21,75	68 491
Septembre	22,28	20,30	53 700
Octobre	20,90	18,02	50 250
Novembre	18,71	14,94	67 717
Décembre	15,25	13,26	92 007

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) et le volume des opérations sur celles-ci de janvier à décembre 2018, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	25,98	25,62	110 598
Février	25,85	25,32	185 254
Mars	25,70	24,60	259 251
Avril	25,25	24,80	161 780
Mai	25,50	25,01	136 775
Juin	25,28	24,90	112 145
Juillet	25,31	24,90	67 275
Août	25,32	25,01	81 184
Septembre	25,25	23,50	138 903
Octobre	23,74	20,30	258 151
Novembre	21,50	18,17	188 681
Décembre	18,73	16,01	466 406

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 et le volume des opérations sur celles-ci de janvier à décembre 2018, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	25,71	24,75	92 237
Février	25,23	24,01	194 465
Mars	24,87	24,21	87 062
Avril	24,48	23,24	249 032
Mai	24,56	23,45	160 575
Juin	24,20	23,48	58 460
Juillet	24,33	23,46	50 947
Août	24,57	24,18	53 742
Septembre	24,95	22,85	85 165
Octobre	23,36	20,46	109 837
Novembre	21,25	17,40	227 462
Décembre	18,51	16,38	348 728

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 et le volume des opérations sur celles-ci de janvier à décembre 2018, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	25,36	24,39	76 173
Février	25,17	24,05	55 369
Mars	24,62	23,85	35 146
Avril	24,40	22,86	43 596
Mai	24,37	23,23	70 870
Juin	24,06	23,15	19 560
Juillet	24,05	23,23	416 653
Août	24,17	23,75	121 118
Septembre	24,19	22,29	103 360
Octobre	23,14	19,48	65 737
Novembre	20,31	16,08	108 386
Décembre	17,29	14,71	155 255

Les actions de série I sont négociées à la TSX sous le symbole ALA.PR.I. Le tableau suivant indique la fourchette mensuelle des cours des actions de série I et le volume des opérations sur celles-ci de janvier à décembre 2018, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	26,13	25,55	109 994
Février	26,13	25,46	55 131
Mars	26,14	25,45	237 699
Avril	25,62	25,09	503 716
Mai	25,76	25,24	116 837
Juin	25,69	25,05	131 225
Juillet	25,90	25,25	286 078
Août	25,95	25,60	49 180
Septembre	25,93	24,69	151 966
Octobre	25,38	23,38	286 038
Novembre	24,28	20,01	192 476
Décembre	21,07	19,08	814 700

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 et le volume des opérations sur celles-ci de janvier à décembre 2018, publiés par la TSX.

Mois	Haut	Bas	Volume des opérations
Janvier	25,90	25,32	637 227
Février	25,76	25,01	385 855
Mars	25,59	25,04	109 230
Avril	25,31	24,74	516 555
Mai	25,45	25,02	72 031
Juin	25,35	24,96	46 522
Juillet	25,40	25,09	107 068
Août	25,53	25,04	99 182
Septembre	25,47	24,01	122 747
Octobre	24,57	22,00	289 419
Novembre	22,90	18,30	418 826
Décembre	19,00	16,25	603 704

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 de financement 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. La note et la perspective d'AltaGas, établies par des agences de notation comme S&P, DBRS et Fitch, 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, DBRS et Fitch sont des agences de notation qui attribuent des notes à la qualité du crédit. Les notes que les agences de notation attribuent aux titres de créance vont de AAA, la note la plus élevée, à D, la note la plus basse. Les trois agences de notation 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 DBRS aux actions privilégiées va de Pfd-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 19 décembre 2018, S&P a révisé à la baisse la note d'émetteur d'AltaGas et la note de ses BMT non garantis de premier rang pour la faire passer de BBB, avec perspective négative, à BBB-, avec perspective négative. Le 21 décembre 2018, DBRS a révisé la note à la baisse pour la faire passer de BBB sous surveillance avec perspective évolutive à BBB(bas), avec perspective stable. Le 27 juillet 2018, Fitch a accordé une première note de BBB à AltaGas et le 17 décembre 2018, elle a confirmé la note BBB.

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 d'un signe « + » ou d'un signe « - » qui indique la situation relative dans les catégories de notations principales.

Selon l'échelle de notation de DBRS, les titres de créance notés BBB présentent une qualité de crédit acceptable. La capacité de règlement des engagements financiers est considérée comme acceptable, mais peut être sensible aux événements futurs défavorables. Les catégories « élevé » ou « bas » servent à indiquer la situation relative dans une catégorie de notes en particulier.

Selon l'échelle de notation de Fitch, la note BBB indique que le risque de défaillance est actuellement faible. La capacité du débiteur à remplir ses obligations financières est considérée comme adéquate, mais une conjoncture économique défavorable est plus susceptible de nuire à cette capacité.

Le 10 août 2010, S&P et DBRS ont commencé à noter les actions privilégiées d'AltaGas et leur ont respectivement accordé les notes P-3 (élevé) et Pfd-3. Le 19 décembre 2018, S&P a révisé à la baisse la note des actions privilégiées d'AltaGas pour la faire passer de P-3 (élevé) à P-3. Le 21 décembre 2018, DBRS a révisé à la baisse la note des actions privilégiées d'AltaGas pour la faire passer de Pfd-3 à Pfd-3(bas). Le 27 juillet 2018, Fitch a accordé une première note de BB+ aux actions privilégiées d'AltaGas et, le 17 décembre 2018, elle a confirmé la note BB+.

La note P-3 de S&P est la troisième 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 toujours soumis à d'importantes incertitudes ou à une exposition à une conjoncture commerciale, financière ou économique défavorable qui pourraient faire en sorte que le débiteur ne soit pas en mesure de respecter ses engagements financiers à leur égard. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative des notes allant de P-1 à P-5 au sein d'une catégorie principale de notes.

La note Pfd-3 de DBRS est la troisième des six catégories de notes attribuées par DBRS. Selon le système d'évaluation de DBRS, les actions privilégiées ayant reçu la note Pfd-3 sont de bonne qualité. Bien que la protection des dividendes et du capital soit toujours considérée comme acceptable, l'émetteur est plus susceptible d'être touché par des changements défavorables de la conjoncture financière et économique ou d'être soumis à d'autres facteurs défavorables qui diminuent la protection de la créance. La note Pfd-3 est normalement attribuée aux sociétés dont les obligations occupent la position la plus élevée de la catégorie BBB. Les désignations « haut » ou « bas » sont utilisées pour indiquer la position relative d'une note au sein d'une catégorie de notes. L'absence de désignation « haut » ou « bas » indique que la note se situe au centre de la catégorie. 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.

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 épargnant donné. Rien ne garantit qu'une note sera maintenue pendant une période donnée ou qu'elle ne sera pas éventuellement révisée ou retirée complètement par une agence de notation si, à son avis, les circonstances le justifient.

À l'exception de ce qui est indiqué ci-dessus, ni S&P, ni DBRS, ni Fitch 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 DBRS et à Fitch 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 DBRS et à Fitch 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 :

- La convention relative à la facilité de crédit à terme renouvelable et prorogeable de 1,2 milliard de dollars américains datée du 28 décembre 2018. Il s'agit d'une facilité non garantie consentie par la Banque Royale du

Canada, la Banque de Montréal, la Banque Toronto-Dominion, La Banque de Nouvelle-Écosse, la Banque Canadienne Impériale de Commerce, JPMorgan Chase Bank, N.A., la Banque Nationale du Canada, la Bank of America, N.A., Canada Branch, MUFG Bank, Ltd., Canada Branch, ATB Financial, la Fédération des caisses Desjardins du Québec, et la Banque HSBC du Canada, et les membres de leurs groupes respectifs, venant à échéance le 18 décembre 2021. Les emprunts sur la facilité peuvent être faits au moyen de prêts à taux préférentiel, de prêts à taux de base en dollars américains ou de prêts au TIOL. Les emprunts sur la facilité sont assortis de frais et d'intérêts dont les taux dépendent de la nature du retrait.

- La convention d'achat et de vente intervenue le 12 décembre 2018 entre AltaGas Ltd., Northwest Hydro Limited Partnership, Northwest Hydro GP Inc., Northwestern Hydro Acquisition Co II LP et Northwestern Hydro Acquisition Co III LP dans le cadre de la vente par AltaGas de sa participation restante de 55 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest.
- La facilité de crédit-relais, soit la facilité de crédit à terme de 3 013 537 853 \$ US intervenue entre AltaGas Ltd. et AltaGas Services (U.S.) Inc., en qualité d'emprunteurs, et certaines institutions financières, en qualité de prêteurs, JPMorgan Chase Bank, N.A., en qualité de mandataire, et JPMorgan Chase Bank, N.A., Valeurs mobilières TD inc. et RBC Marchés des capitaux, en qualité de coarrangeurs principaux et de coteneurs de livres. AltaGas a utilisé la facilité de crédit-relais pour financer l'acquisition de WGL Holdings, Inc. le 6 juillet 2018. La majeure partie de la facilité de crédit-relais a été remboursée en décembre 2018 et le solde restant, au 31 décembre 2018, était de 83 millions de dollars américains.
- La convention d'apport et d'achat intervenue le 12 juin 2018 entre AltaGas Ltd., Northwest Hydro Limited Partnership, Northwest Hydro GP Inc. et Northwestern Hydro Acquisition Co Inc., dans le cadre de la vente par AltaGas d'une participation de 35 % dans les centrales hydroélectriques du Nord-Ouest.
- La convention et le plan de fusion intervenus en date du 25 janvier 2017 entre AltaGas, Merger Sub (Wrangler Inc.) et WGL.
- 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.

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

À l'exception de ce qui est indiqué ci-après, AltaGas n'a pas connaissance de poursuites importantes mettant en cause la Société, les membres de son groupe ou leurs biens durant le dernier exercice d'AltaGas, et elle n'a pas connaissance que des poursuites importantes sont envisagées.

Antero Resources Corporation (« Antero ») poursuit Washington Gas et WGL Midstream sous prétexte qu'elles n'auraient pas acheté les volumes quotidiens de gaz stipulés. Au 4 avril 2018, Antero réclamait plus de 100 millions de dollars américains en dommages-intérêts. Washington Gas et WGL Midstream contestent tant la validité de la réclamation

d'Antero que la somme réclamée. WGL est d'avis qu'il est peu probable qu'Antero réussisse à toucher ces pénalités, de sorte qu'aucune provision n'a été inscrite au 31 décembre 2018. De plus amples renseignements concernant cette poursuite sont présentés dans le rapport de gestion de la Société (le « rapport de gestion ») daté du 27 février 2019 pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. 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 pendant son dernier exercice; (ii) d'aucune autre pénalité ou sanction qui lui aurait été imposée par un tribunal ou une autorité de réglementation et qui serait susceptible d'être considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre 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., 2200 – 215 2nd Street SW, Calgary (Alberta) T2P 1M4. Ernst & Young s.r.l. sont indépendants au sens du code de déontologie des Chartered Professional Accountants of Alberta.

INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

D'autres informations, 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 présentées 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 2018 et pour l'exercice clos à cette date et dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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., 600, 530 – 8th Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 3S8, 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, 600, 530 – 8th Avenue SW, Calgary (Alberta) T2P 3S8, tél. : 1 800 564-6253.

ANNEXE A : RÈGLES DU COMITÉ D'AUDIT

CONSTITUTION

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 se conforme aux lignes directrices sur la gouvernance d'entreprise édictées par la Bourse de Toronto (la « TSX »), la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC ») et toute autre autorité de réglementation ou législative compétente à l'égard d'AltaGas.

Le comité aide le conseil à superviser la qualité et l'intégrité des états financiers de la Société, la communication de l'information financière et les contrôles internes régissant la communication de l'information financière; le respect par la Société des exigences prévues par les lois et les règlements pertinents; les compétences, l'indépendance et le rendement de l'auditeur externe et de l'auditeur interne; certaines politiques de la Société; et d'autres questions énoncées dans les présentes ou déléguées par le conseil à l'occasion.

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 :

Chaque membre doit respecter les critères suivants :

- 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;
- 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 n'est un dirigeant ou un employé d'AltaGas, d'une filiale d'AltaGas ou d'un membre du même groupe qu'AltaGas. 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.

Chaque membre demeure en fonction jusqu'à sa démission ou son remplacement. 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 pourra 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, à moins de décision contraire du comité.

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 membre de la direction de la Société. Un avis précédant d'au moins vingt-quatre (24) heures chaque réunion ainsi qu'un exemplaire de l'ordre du jour proposé doivent être donnés à chaque membre. 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.

Une réunion du comité est dûment convoquée si la majorité des membres sont présents. Lorsque les membres y consentent et qu'un préavis a été donné en bonne et due forme ou a fait l'objet d'une renonciation, 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 écrit de chaque réunion du comité et avoir la possibilité d'y assister.

Le comité se réunit à huis clos sans la direction, avec l'auditeur interne et l'auditeur externe selon ce que les membres jugent opportun.

Le secrétaire général ou une personne désignée par le secrétaire général tient le procès-verbal de toutes les réunions du comité.

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. convoquer dûment les réunions du comité et fixer la date, l'heure et le lieu de ces réunions;
3. travailler en collaboration avec la direction, le président du conseil et l'administrateur principal pour mettre au point les ordres du jour;
4. passer en revue les documents à remettre aux réunions du comité avant de les transmettre aux membres;
5. faire en sorte que les réunions du comité se déroulent de façon efficace et efficiente et conformément aux objectifs prévus;
6. s'assurer que le comité détient suffisamment d'information pour lui permettre de prendre des décisions éclairées;
7. signaler au comité toute question relative aux finances, à la comptabilité ou à un cas de détournement dont le président a eu connaissance;
8. porter à l'attention des présidents des autres comités ou du président du conseil toute question pouvant avoir une incidence sur l'organisation et sur les responsabilités du conseil ou des comités;
9. faire part au conseil des activités, des décisions et des recommandations du comité après la tenue de chaque réunion.

FONCTIONS ET RESPONSABILITÉS DU COMITÉ

Le comité doit, comme le permettent et comme l'exigent la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*, les statuts et règlements administratifs de la Société et les autorités compétentes, évaluer périodiquement le caractère adéquat des procédures de communication au public de l'information financière et examiner au nom du conseil et faire rapport au conseil sur les résultats de son examen et sa recommandation concernant toutes les questions importantes concernant la présentation de l'information financière et l'audit, notamment en ce qui a trait aux principaux sujets suivants :

1. la surveillance des auditeurs externes, notamment ce qui suit :
 - a) la nomination, la rémunération, le maintien en poste et la cessation des fonctions des auditeurs externes, qui relèveront directement du comité, pourvu que la nomination de l'auditeur soit approuvée par les actionnaires;
 - b) l'examen et l'approbation des modalités de la lettre de mission annuelle des auditeurs externes, notamment les honoraires d'audit proposés;
 - c) les discussions régulières sur des questions d'intérêt avec les auditeurs externes en l'absence de la direction, notamment sur des questions que les auditeurs externes recommandent de porter à l'attention du conseil;
 - d) le rapport des auditeurs externes précisant au moins une fois l'an tous les liens qui existent entre les auditeurs externes et la Société, conformément aux normes professionnelles applicables, les liens et les services rendus par les auditeurs externes qui pourraient avoir une incidence sur leur objectivité et indépendance et l'établissement de l'indépendance des auditeurs externes;

- e) l'examen et l'approbation préalable des plans d'audit du cabinet d'audit externe (et de toute modification qui s'y rapporte) et de l'ensemble du travail qui n'est pas lié à l'audit réalisé par le cabinet d'audit externe, la validation des honoraires pour des services non liés à l'audit, qui doivent représenter moins de la moitié des honoraires comptés par le cabinet d'audit externe, sauf dans des circonstances exceptionnelles, et qui ne doivent pas porter sur des services qui sont susceptibles de nuire à l'indépendance de l'auditeur ou sur des services fiscaux pour le compte des membres de la haute direction de la Société;
 - f) la résolution de tout différend entre la direction et l'auditeur portant sur la communication de l'information financière;
 - g) l'évaluation de l'efficacité et du rendement du cabinet d'audit externe;
 - h) l'examen et l'approbation des politiques en matière d'embauche de la Société en ce qui a trait aux associés, aux salariés et aux anciens associés et salariés du cabinet d'audit externe;
 - i) l'apport par la direction de fonds suffisants pour permettre au comité d'engager et de rémunérer de façon indépendante l'auditeur externe et des conseillers;
2. la surveillance des auditeurs internes, notamment ce qui suit :
- a) au moins une fois par année, l'examen du plan d'audit interne, notamment quant à sa compatibilité avec les plans d'audit de l'auditeur externe;
 - b) l'examen périodique des rapports établis par la direction de l'audit interne sur ses activités, notamment tout désaccord important entre les auditeurs internes et les membres de la direction;
 - c) les responsabilités, le budget et le personnel de la fonction d'audit interne de la Société et l'examen de son rendement;
3. la surveillance de la communication de l'information financière, notamment ce qui suit :
- a) les états financiers, y compris le rapport de gestion;
 - b) les communiqués annuels et périodiques faisant état des résultats financiers;
 - c) les rapports aux actionnaires et à d'autres parties;
 - d) les dépôts auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières;
 - e) les documents d'information au public renfermant des renseignements financiers audités ou non (par exemple, les communiqués, les prospectus, les notices annuelles et les circulaires d'information de la direction);
 - f) les aspects financiers des opérations de la Société qui mettent en cause des personnes apparentées (à l'exception des filiales en propriété exclusive);
 - g) l'examen des litiges, des réclamations et des éventualités en consultation avec les membres de la direction et le conseiller juridique, s'il y a lieu;
4. la surveillance des processus de communication de l'information financière, des contrôles internes de la communication de l'information financière et des règles de communication, notamment ce qui suit :
- a) l'examen du caractère adéquat et de 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 de la Société, au moyen de discussions avec les auditeurs externes, 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;

- b) l'examen du caractère adéquat et de l'efficacité des politiques et des procédures de la Société relativement au contrôle de la communication de l'information;
 - c) la vérification de 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 à la soumission confidentielle et anonyme par les employés de leurs préoccupations concernant des questions de comptabilité, de contrôles comptables internes, de communication de l'information financière ou d'audit douteuses, ainsi que l'examen de tout rapport alléguant des violations importantes de la législation en valeurs mobilières fédérale, provinciale ou étatique ou de toute autre loi similaire ou un manquement important découlant de l'une ou l'autre de ces lois aux obligations fiduciaires des administrateurs, des dirigeants, des employés ou des mandataires de la Société et, au besoin, la réalisation de toute enquête à cet égard;
 - d) l'examen avec la direction et l'auditeur indépendant de leur certification et de leurs rapports, selon les exigences de la SEC applicables aux rapports périodiques de la Société relatifs au contrôle interne de la Société sur la communication de l'information financière ainsi qu'aux règles et aux procédures de communication, de la pertinence de ces règles et de toute mesure corrective prise pour remédier à des lacunes ou à des faiblesses importantes en ce qui a trait au contrôle interne de la communication de l'information financière;
5. la surveillance des questions financières, notamment ce qui suit :
- a) l'examen des analyses effectuées par la direction et l'auditeur indépendant sur des questions importantes qui se rapportent à la communication de l'information financière ou des décisions importantes prises dans le cadre de l'établissement des états financiers consolidés de la Société;
 - b) l'examen de la politique de la Société en matière de dividendes;
 - c) l'examen des émissions de titres de participation ou de titres de créance par la Société;
 - d) l'examen et la recommandation aux fins d'approbation par le conseil de la circulaire d'information de la direction en ce qui a trait aux questions portant sur l'auditeur ou ayant une incidence sur le capital de la Société;
 - e) l'examen et la recommandation au comité de la rémunération et de gouvernance, à des fins de recommandation ou d'approbation, des calculs des données financières utilisées pour établir les régimes de rémunération incitative à l'intention des employés; et l'analyse des programmes d'intégration financière et de gestion des risques financiers liés aux acquisitions majeures;
6. la surveillance de la gestion des risques, notamment ce qui suit :
- a) l'examen des principaux risques auxquels la Société est exposée, l'examen de la méthode d'analyse des risques de la Société et l'examen des stratégies, des politiques et des pratiques établies en matière de gestion des risques;
 - b) l'examen des cyberrisques et des risques relatifs à la sécurité des données auxquels la Société est exposée, et l'examen de son programme d'assurance;
7. la surveillance et le respect des politiques applicables au mandat du comité, notamment ce qui suit :
- le code d'éthique professionnelle (en ce qui a trait aux questions couvertes par le présent mandat);
 - la politique de signalement des irrégularités dans la comptabilité et l'audit;
 - la politique de communication de l'information;
 - la politique de gestion des risques;

- toute autre politique pouvant être établie à l'occasion en ce qui a trait à la comptabilité, à la communication de l'information financière, aux règles et aux procédures de communication, au contrôle interne de la communication de l'information financière et à l'audit.

AUTRES RESPONSABILITÉS

Le comité doit également faire ce qui suit :

1. rencontrer régulièrement la direction pour discuter de certaines préoccupations et coordonner ses activités avec le chef des finances;
2. passer en revue au moins une fois par année la planification de la relève dans les groupes de comptabilité et de finance;
3. rencontrer séparément les membres de la haute direction, les auditeurs internes, les auditeurs externes et, s'il y a lieu, les conseillers juridiques internes et externes et les conseillers indépendants en ce qui a trait à d'autres questions d'audit, de finances et de risques;
4. examiner au moins une fois par année la pertinence et le caractère adéquat du présent mandat et fournir des recommandations au comité de la rémunération et de gouvernance du conseil;
5. toute autre fonction qui ne figure pas dans les présentes, mais qui est requise par une autorité de réglementation.

EXPERTS ET CONSEILLERS EXTERNES

Le comité est autorisé, lorsqu'il le juge nécessaire ou souhaitable, à retenir les services d'un conseiller juridique indépendant, d'experts externes ou d'autres conseillers, aux frais de la Société, pour recevoir des avis sur quelque question que ce soit.

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.

CALENDRIER DU COMITÉ

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



AltaGas Ltd.

1700, 355 – 4th Avenue SW

Calgary (Alberta) T2P 0J1

Tél. : 403 691-7575

Télec. : 403 691-7576

www.altagas.ca
