

Bilans consolidés

(résumé et non audité)

<i>Aux (en millions de dollars)</i>	30 septembre 2018	31 décembre 2017
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 21)	14,1 \$	27,3 \$
Débiteurs, après déduction des provisions	937,1	382,9
Stocks (note 7)	502,1	201,1
Liquidités soumises à restrictions provenant des clients (note 21)	3,8	8,9
Actifs réglementaires	13,4	1,1
Actifs de gestion du risque (note 15)	64,1	38,6
Charges payées d'avance et autres actifs à court terme (note 21)	209,8	36,0
Actifs détenus en vue de la vente (note 4)	1 771,3	6,0
	3 515,7	701,9
Immobilisations corporelles	11 306,7	6 689,8
Actifs incorporels	931,4	588,8
Écart d'acquisition (note 8)	3 903,3	817,3
Actifs réglementaires	547,4	328,6
Actifs de gestion du risque (note 15)	39,3	15,9
Impôts reportés	—	2,8
Liquidités soumises à restrictions provenant des clients (note 21)	5,8	7,5
Montants payés d'avance au titre des avantages de retraite	349,5	—
Placements à long terme et autres actifs (notes 9 et 21)	315,9	312,6
Placements comptabilisés à la valeur de consolidation (note 11)	2 042,8	567,0
	22 957,8 \$	10 032,2 \$
PASSIF ET AVOIR DES ACTIONNAIRES		
Passif à court terme		
Créditeurs et charges à payer	1 104,9 \$	415,3 \$
Dividendes à payer	49,1	32,0
Dette à court terme	866,3	46,8
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an (notes 12 et 15)	1 998,6	188,9
Dépôts des clients	128,9	30,8
Passifs réglementaires	58,4	10,9
Passifs de gestion du risque (note 15)	87,0	57,6
Autres passifs à court terme	25,0	32,6
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente (note 4)	257,3	0,3
	4 575,5	815,2
Dette à long terme (notes 12 et 15)	7 570,9	3 436,5
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	472,0	88,3
Crédits d'impôt à l'investissement non amortis	182,8	—
Impôts reportés	1 038,0	444,2
Passifs réglementaires	1 374,5	268,6
Passifs de gestion du risque (note 15)	172,5	13,8
Autres passifs à long terme	254,1	201,9
Obligations futures au titre des avantages sociaux	254,5	124,5
	15 894,8 \$	5 393,0 \$
Capitaux propres		
Actions ordinaires, sans valeur nominale, nombre illimité d'actions autorisé, 268,9 millions d'actions émises et en circulation en 2018 et 175,3 millions d'actions émises et en circulation en 2017 (note 16)	6 566,9 \$	4 007,9 \$
Actions privilégiées (note 16)	1 318,8	1 277,7
Surplus d'apport	357,5	22,3
Déficit cumulé	(1 973,8)	(933,6)
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 13)	251,5	199,1
Total de l'avoir des actionnaires	6 520,9	4 573,4
Participations ne donnant pas le contrôle	542,1	65,8
Total des capitaux propres	7 063,0	4 639,2
	22 957,8 \$	10 032,2 \$
<i>Entités à détenteurs de droits variables (note 10)</i>		
<i>Engagements, éventualités et garanties (note 18)</i>		
<i>Événements postérieurs à la date de clôture (note 24)</i>		

Voir les notes des états financiers consolidés.

États des résultats consolidés

(résumé et non audité)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action)	2018	2017	2018	2017
PRODUITS (note 14)	1 041,4 \$	501,5 \$	2 529,6 \$	1 811,4 \$
CHARGES				
Coût des produits vendus, compte non tenu des éléments présentés séparément	571,1	230,0	1 433,7	935,5
Charges d'exploitation et d'administration	495,9	125,2	783,0	420,9
Charges de désactualisation	2,6	2,7	8,1	8,2
Amortissement	122,5	69,0	268,0	211,1
Provision sur actifs (note 6)	697,4	—	697,4	1,3
	1 889,5	426,9	3 190,2	1 577,0
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	12,6	7,3	25,4	24,4
Autres produits	11,7	6,3	5,2	1,1
Gains de change	3,0	0,4	3,6	1,8
Intérêts débiteurs				
Dette à court terme	(3,0)	(0,6)	(4,3)	(2,3)
Dette à long terme	(109,1)	(38,9)	(194,0)	(124,2)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	(932,9)	49,1	(824,7)	135,2
Charge (recouvrement) d'impôts (note 20)				
Impôts exigibles	11,4	11,3	34,0	32,9
Impôts reportés	(232,3)	2,5	(234,2)	9,7
Bénéfice net (perte nette) après impôts sur les bénéfices	(712,0)	35,3	(624,5)	92,6
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(2,7)	2,2	1,8	6,4
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations donnant le contrôle	(709,3)	33,1	(626,3)	86,2
Dividendes sur actions privilégiées	(16,9)	(15,6)	(49,7)	(45,1)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(726,2) \$	17,5 \$	(676,0) \$	41,1 \$
Bénéfice net (perte nette) par action ordinaire (note 17)				
De base	(2,78) \$	0,10 \$	(3,28) \$	0,24 \$
Dilué	(2,78) \$	0,10 \$	(3,28) \$	0,24 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation (en millions) (note 17)				
De base	261,3	171,9	206,0	169,9
Dilué	261,4	172,1	206,1	170,2

Voir les notes des états financiers consolidés.

États du résultat étendu consolidés

(résumé et non audité)

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2017	2018	2017
Bénéfice net (perte nette) après impôts sur les bénéfices	(712,0) \$	35,3 \$	(624,5) \$	92,6 \$
Autres éléments du résultat étendu, après impôts				
Gains (pertes) de change	(127,5)	(103,9)	4,0	(198,2)
Gain latent sur les couvertures des investissements nets <i>(note 15)</i>	37,4	—	37,4	6,8
Reclassement des gains actuariels et des coûts des services passés des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite au bénéfice net <i>(note 19)</i>	0,1	0,2	0,4	0,5
Règlement du régime d'avantages complémentaires de retraite	—	—	—	0,2
Réduction des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite	—	—	2,7	—
Perte latente sur les actifs disponibles à la vente	—	(8,0)	—	(25,5)
Adoption de l'ASU 2016-01 <i>(note 2)</i>	—	—	7,1	—
Autres éléments du résultat étendu provenant d'entités émettrices	(0,9)	(2,2)	0,8	(3,3)
Total des autres éléments du résultat étendu, après impôts <i>(note 13)</i>	(90,9)	(113,9)	52,4	(219,5)
Résultat étendu attribuable aux participations donnant le contrôle et aux participations ne donnant pas le contrôle, après impôts	(802,9) \$	(78,6) \$	(572,1) \$	(126,9) \$
Résultat étendu attribuable aux :				
Participations ne donnant pas le contrôle	(2,7) \$	2,2 \$	1,8 \$	6,4 \$
Participations donnant le contrôle	(800,2)	(80,8)	(573,9)	(133,3)
	(802,9) \$	(78,6) \$	(572,1) \$	(126,9) \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

États des capitaux propres consolidés

(résumé et non audité)

Neuf mois clos les 30 septembre (en millions de dollars)	2018	2017
Actions ordinaires (note 16)		
Solde au début de la période	4 007,9 \$	3 773,4 \$
Actions émises au comptant à l'exercice d'options	1,1	4,1
Actions émises en vertu du RRD ¹	223,5	175,4
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	13,3	0,1
Actions émises à la conversion des reçus de souscription, déduction faite des frais d'émission	2 321,1	—
Solde à la fin de la période	6 566,9 \$	3 953,0 \$
Actions privilégiées (note 16)		
Solde au début de la période	1 277,7 \$	985,1 \$
Émission de la série K	—	293,4
Actions privilégiées obtenues à l'acquisition de WGL (note 16)	41,1	—
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	—	1,9
Solde à la fin de la période	1 318,8 \$	1 280,4 \$
Surplus d'apport		
Solde au début de la période	22,3 \$	17,4 \$
Charge liée aux options sur actions	0,7	1,1
Exercice d'options sur actions	(0,1)	(0,3)
Confiscation d'options sur actions	—	(0,1)
Adoption de l'ASU 2016-09	—	1,1
Vente de participations ne donnant pas le contrôle (notes 5 et 10)	334,6	3,0
Solde à la fin de la période	357,5 \$	22,2 \$
Déficit cumulé		
Solde au début de la période	(933,6) \$	(600,4) \$
Bénéfice net attribuable aux participations donnant le contrôle	(626,3)	86,2
Dividendes sur actions ordinaires	(357,1)	(268,1)
Dividendes sur actions privilégiées	(49,7)	(45,1)
Adoption de l'ASU 2016-09	—	(1,1)
Adoption de l'ASU 2016-01 (note 2)	(7,1)	—
Solde à la fin de la période	(1 973,8) \$	(828,5) \$
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 13)		
Solde au début de la période	199,1 \$	405,1 \$
Autres éléments du résultat étendu	52,4	(219,5)
Solde à la fin de la période	251,5 \$	185,6 \$
Total de l'avoir des actionnaires	6 520,9 \$	4 612,7 \$
Participations ne donnant pas le contrôle		
Solde au début de la période	65,8 \$	34,8 \$
Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	1,8	6,4
Vente de participations ne donnant pas le contrôle (notes 5 et 10)	420,4	20,0
Apports de participations ne donnant pas le contrôle à des filiales	52,9	5,9
Distributions par des filiales à des participations ne donnant pas le contrôle	(7,8)	(5,5)
Obtention d'une participation ne donnant pas le contrôle à l'acquisition de WGL (note 3)	9,0	—
Solde à la fin de la période	542,1	61,6
Total des capitaux propres	7 063,0 \$	4 674,3 \$

1) Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat au comptant facultatif Premium Dividend^{MC}.

Voir les notes des états financiers consolidés.

États des flux de trésorerie consolidés

(résumé et non audité)

<i>(en millions de dollars)</i>	Trois mois clos les 30 septembre 2018	2017	Neuf mois clos les 30 septembre 2018	2017
Flux de trésorerie d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette) après impôts	(712,0) \$	35,3 \$	(624,5) \$	92,6 \$
Éléments sans effet sur la trésorerie :				
Amortissement	122,5	69,0	268,0	211,1
Provision sur actifs (note 6)	697,4	—	697,4	1,3
Charges de désactualisation	2,6	2,7	8,1	8,2
Rémunération à base d'actions (note 16)	0,3	0,3	0,7	1,0
Charge (recouvrement) d'impôts reportés (note 20)	(232,3)	2,5	(234,2)	9,7
Pertes (gains) à la vente d'actifs (note 5)	—	—	(1,3)	2,6
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(12,6)	(7,3)	(25,4)	(24,4)
Pertes latentes (gains latents) sur les contrats de gestion du risque (note 15)	10,5	25,3	(12,0)	46,5
Perte réalisée à l'échéance des options de change (note 15)	—	—	36,0	—
Pertes (profits) sur placements	(14,8)	(4,6)	—	3,1
Amortissement des frais de financement reportés	18,1	3,1	24,4	13,8
Provision pour créances douteuses	7,7	—	7,7	—
Variation nette des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite	2,2	—	2,2	—
Autre	(2,9)	(1,3)	(2,8)	(3,5)
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglées	(0,9)	(0,3)	(2,5)	(3,0)
Distributions de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	12,7	6,1	25,3	19,7
Variation des actifs et passifs d'exploitation (note 21)	(253,2)	(42,6)	(185,4)	11,9
	(354,7) \$	88,2 \$	(18,3) \$	390,6 \$
Activités d'investissement				
Acquisitions d'entreprises, moins la trésorerie acquise (note 3)	(5 931,0)	—	(5 931,0)	—
Acquisition d'immobilisations corporelles	(327,1)	(179,5)	(522,3)	(358,9)
Acquisition d'actifs incorporels	(15,8)	(12,0)	(20,5)	(16,7)
Acquisition d'une participation dans une entité ouverte	—	—	—	(7,0)
Apports faits aux placements comptabilisés à la valeur de consolidation	(58,8)	(2,5)	(78,2)	(16,8)
Prêt à une société affiliée, moins les remboursements	—	(7,5)	—	(12,5)
Produit de la cession d'un placement (note 9)	63,4	—	76,5	—
Paieement au titre de contrats dérivés	—	—	—	(36,0)
Produit de la cession d'actifs, moins les coûts de transaction (note 5)	0,3	0,2	10,2	70,4
	(6 269,0) \$	(201,3) \$	(6 465,3) \$	(377,5) \$
Activités de financement				
Émission nette (remboursement net) de titres de créance à court terme	202,5	22,1	154,1	(102,4)
Émission de titres de créance à long terme, moins les frais d'émission de la dette	3 266,6	209,7	3 273,9	749,0
Remboursement sur la dette à long terme	(66,4)	(204,6)	(272,2)	(838,4)
Produit d'acceptations bancaires, montant net	322,7	—	331,0	—
Dividendes sur actions ordinaires	(145,8)	(90,1)	(340,0)	(267,0)
Dividendes sur actions privilégiées	(16,9)	(15,6)	(49,7)	(45,1)
Distributions à des participations ne donnant pas le contrôle	(3,3)	(1,0)	(7,8)	(5,5)
Apports de participations ne donnant pas le contrôle	29,6	5,9	52,9	5,9
Produit net des actions émises à l'exercice d'options	—	0,3	1,0	3,8
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	2 413,0	58,1	2 546,9	175,4
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	—	—	—	293,4
Produit net de la vente de participations ne donnant pas le contrôle (notes 5 et 10)	(8,7)	—	912,3	24,1
Autre	0,5	(0,1)	—	(1,6)
	5 993,8 \$	(15,3) \$	6 602,4 \$	(8,4) \$
Variation de la trésorerie, des équivalents de trésorerie et des liquidités soumises à restrictions	(629,9)	(128,4)	118,8	4,7
Incidence des variations des taux de change sur la trésorerie, les équivalents de trésorerie et les liquidités soumises à restrictions	(2,0)	0,9	(0,7)	1,5
Modifications aux rentrées de fonds nettes classées parmi les actifs détenus en vue de la vente (note 4)	(134,9)	—	(134,9)	—
Solde de la trésorerie acquise (note 21)	81,0	—	81,0	—
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions au début de la période	793,7	167,8	43,7	34,1
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions à la fin de la période (note 21)	107,9 \$	40,3 \$	107,9 \$	40,3 \$

Voir les notes des états financiers consolidés.

Notes des états financiers consolidés résumés intermédiaires (non audité)

(Les montants des tableaux et des notes au bas des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire.)

1. ORGANISATION ET APERÇU DES ACTIVITÉS

Les activités d'AltaGas Ltd. (AltaGas ou la Société) sont exploitées par AltaGas et plusieurs de ses filiales, y compris, sans toutefois s'y limiter, AltaGas Services (U.S.) Inc., AltaGas Utility Holdings (U.S.) Inc., et SEMCO Holding Corporation; pour ce qui est du secteur Gaz, AltaGas Extraction and Transmission Limited Partnership, AltaGas Pipeline Partnership, AltaGas Processing Partnership, AltaGas Northwest Processing Limited Partnership et Harmattan Gas Processing Limited Partnership; pour ce qui est du secteur Électricité, Coast Mountain Hydro Limited Partnership, Northwest Hydro Limited Partnership, Blythe Energy Inc. (Blythe) et AltaGas San Joaquin Energy Inc.; et pour ce qui est du secteur Services publics, AltaGas Utilities Inc. (AUI), Heritage Gas Limited (Heritage Gas), Pacific Northern Gas Ltd. (PNG), et SEMCO Energy, Inc. (SEMCO). SEMCO exerce ses activités de distribution de gaz naturel au Michigan, sous la dénomination SEMCO Energy Gas Company (SEMCO Gas), et ses activités de distribution de gaz naturel en Alaska, sous la dénomination ENSTAR Natural Gas Company (ENSTAR). À la clôture du premier appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc. (note 4), AUI, Heritage Gas et PNG ne sont plus des filiales d'AltaGas.

Compte tenu de la clôture de l'acquisition de WGL Holdings, Inc. (l'acquisition de WGL) le 6 juillet 2018, les filiales d'AltaGas comprennent également : dans le secteur Gaz, WGL Midstream, Inc. (WGL Midstream) et les activités de commercialisation de gaz au détail de WGL Energy Services, Inc.; dans le secteur Électricité, WGSW Inc., WGL Energy Systems, Inc. et les activités de commercialisation d'électricité au détail de WGL Energy Services, Inc.; et, dans le secteur Services publics, Washington Gas Light Company and Hampshire Gas Company.

AltaGas, société canadienne, est un chef de file nord-américain des infrastructures d'énergie propre qui offre de solides possibilités de croissance et dont les activités consistent principalement à détenir et à exploiter des actifs dans le but d'offrir de l'énergie propre et abordable à ses clients. À long terme, la Société vise à étendre ses activités dans des domaines intéressants dans l'ensemble de ses secteurs d'activité Gaz, Électricité et Services publics en recherchant des occasions de déploiement optimal du capital. Dans le secteur Gaz, la Société veille 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 d'Amérique du Nord en utilisant son empreinte dans deux des gisements gazéifères les plus prolifiques, soit celui de The Montney et celui de Marcellus. Afin d'optimiser le déploiement du capital, la Société cherche à diversifier son investissement dans des entreprises de services publics des É.-U. situées dans de solides marchés de croissance en misant sur une augmentation de la construction dans le but de soutenir l'ajout de clients, sur l'amélioration du réseau et sur 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 Gaz, qui négocie plus de 3 gpc/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 des LGN, une participation de 50 % détenue par la Société dans AltaGas Idemitsu Joint Venture Limited Partnership (AIJVLJP), une participation indirecte de 33 1/3 % détenue par la Société dans Petrogas Energy Corp. (Petrogas), par l'entremise de laquelle AltaGas détient une participation dans le terminal Ferndale, une participation dans quatre gazoducs réglementés dans la formation gazière Marcellus/Utica dans le nord-est des États-Unis, et les activités de commercialisation au détail de gaz naturel de WGL.

- Le secteur Électricité qui, à la suite de l'acquisition de WGL et la clôture du premier appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc. (voir note 4) comprend une capacité de production brute de 1 931 MW générée par des centrales alimentées au gaz naturel, à la biomasse et à l'énergie solaire, des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, d'autres actifs de production décentralisée et des actifs de stockage d'énergie situés dans 2 provinces au Canada, 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.
- Le secteur Services publics qui, à la suite de l'acquisition de WGL et la clôture du premier appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc. (voir note 4) sert environ 1,6 million de clients avec une base tarifaire d'environ 4,4 milliards de dollars puisqu'il détient des services publics de distribution de gaz naturel réglementés dans cinq territoires en Amérique du Nord et un service public de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés aux États-Unis, qui fournit du gaz naturel propre et abordable aux foyers et aux entreprises. Le secteur Services publics comprend également des installations de stockage et les contrats visant les services de transport et de stockage de gaz naturel entre États qui permettent de livrer du gaz naturel propre et abordable aux foyers et aux entreprises.

2. SOMMAIRE DES PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

MODE DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés par la direction selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des États-Unis). Par conséquent, ils ne comprennent pas toutes les informations et données financières requises pour des états financiers consolidés annuels et doivent être lus avec les états financiers consolidés annuels audités de 2017 de la Société, dressés selon les PCGR des États-Unis. Selon la direction, les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent tous les ajustements qui sont de nature récurrente et nécessaires pour donner une image fidèle de la situation financière de la Société.

Aux termes du *Règlement 52-107 sur les principes comptables et normes d'audit acceptables* (Règlement 52-107), les «émetteurs inscrits auprès de la SEC» sont autorisés à produire leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis. Le 13 juillet 2018, AltaGas a déposé un prospectus préalable de base simplifié définitif en Alberta et une déclaration d'enregistrement sur Formulaire F-10 correspondante aux États-Unis, en vertu de laquelle AltaGas est maintenant tenue, aux termes de l'article 15(d) de la *Securities Exchange Act of 1934*, de déposer des rapports auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Par conséquent, AltaGas est devenue un émetteur inscrit auprès de la SEC à cette date et est maintenant autorisée à produire ses états financiers conformément aux PCGR des États-Unis.

PÉRIMÈTRE DE CONSOLIDATION

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités d'AltaGas comprennent les comptes de la Société, ses filiales, les entités à détenteurs de droits variables (EDDV) pour lesquelles la Société est le principal bénéficiaire, ainsi que ses participations dans divers partenariats et coentreprises dans lesquels AltaGas détient un droit en copropriété dans les actifs et les passifs. Les placements dans les sociétés non consolidées sur lesquelles AltaGas exerce une influence notable, mais non le contrôle, sont comptabilisés à la valeur de consolidation.

Étant donné l'acquisition de WGL, la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (LHVC) est utilisée pour certains placements comptabilisés à la valeur de consolidation ainsi que pour la consolidation de placements en titres de capitaux propres dans des entreprises comptant des participations ne donnant pas le contrôle lorsque l'entente régissant la structure du placement confère des droits de liquidation et des priorités qui ne correspondent pas au pourcentage de participation sous-jacente.

Tous les soldes et transactions intersociétés sont éliminés au moment de la consolidation. Lorsqu'un tiers détient une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale contrôlée par AltaGas, cette participation ne donnant pas le contrôle est présentée au poste «Participations ne donnant pas le contrôle» dans les états financiers consolidés. La quote-part du bénéfice net (ou de la perte nette) attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle des filiales consolidées représente une répartition du bénéfice net consolidé et est présentée séparément au poste «Bénéfice net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle».

UTILISATION D'ESTIMATIONS ET INCERTITUDE RELATIVE À LA MESURE

La préparation d'états financiers consolidés selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs et sur les montants constatés des produits et des charges présentés au cours de la période. Les points importants sur lesquels la direction a porté des jugements complexes ou subjectifs, du fait de questions par définition incertaines, comprennent, sans toutefois s'y limiter, la définition de la nature et l'établissement du calendrier de prestation des obligations, l'établissement du prix de transaction et des montants affectés aux obligations de prestation aux fins de la comptabilisation des produits, les taux d'amortissement, la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la juste valeur des immobilisations corporelles et de l'écart d'acquisition aux fins de l'évaluation de la dépréciation, la juste valeur des instruments financiers, la charge d'impôts sur les bénéfices, les hypothèses utilisées pour évaluer les avantages sociaux futurs, les provisions au titre des éventualités et la valeur comptable des actifs et passifs réglementaires. Certaines estimations sont rendues nécessaires en raison du cadre réglementaire dans lequel les filiales ou les sociétés affiliées d'AltaGas exercent leurs activités, ce qui exige souvent que des montants soient comptabilisés à la valeur estimative jusqu'à ce qu'ils soient déterminés de manière définitive par suite de décisions réglementaires ou d'autres démarches réglementaires. Par leur nature, ces estimations sont assujetties à une incertitude relative à la mesure et pourraient influencer sur les états financiers consolidés de périodes futures.

PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES

À l'exception de ce qui suit et de l'ajout de la méthode comptable LHVC précitée, les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés selon les mêmes conventions et principes comptables que ceux utilisés dans la préparation des états financiers consolidés annuels audités de 2017 de la Société.

ADOPTION DE NOUVELLES NORMES COMPTABLES

Le 1^{er} janvier 2018, AltaGas a adopté les Accounting Standards Updates (ASU) suivantes publiées par le Financial Accounting Standards Board (FASB) :

- ASU 2014-09, *Revenue from Contracts with Customers* et modifications connexes (collectivement, ASC 606). AltaGas a adopté l'ASC 606 au moyen de la méthode rétrospective modifiée pour les contrats en cours au 1^{er} janvier 2018. Aux termes de la méthode rétrospective modifiée, l'information comparative n'est pas retraitée. L'adoption de l'ASC 606 a eu une incidence sur le moment de la comptabilisation des produits liés aux contrats qui prévoient des engagements fermes ou des volumes minimaux aux termes desquels les clients disposent du droit de combler les déficits de volume. Toutefois, à l'adoption, aucun ajustement cumulatif aux bénéfices non répartis d'ouverture n'a été nécessaire pour tenir compte de ce changement dans le rythme de comptabilisation des produits, puisqu'aucun client n'avait de déficit de volume important à combler. Pour plus de précisions, se reporter à la note 14. AltaGas ne s'attend pas à ce que l'application de l'ASC 606 ait une incidence importante sur ses états financiers consolidés en 2018.
- ASU 2016-01, *Recognition and Measurement of Financial Assets and Financial Liabilities*, qui revoit la comptabilisation par une entité relativement 1) au classement et à l'évaluation des placements dans des titres de capitaux propres, et 2) à la présentation de certaines variations de la juste valeur de passifs financiers évalués à la juste valeur. La mise à jour a aussi modifié certaines obligations d'information associées à la juste valeur des instruments financiers. À l'adoption de cette mise à jour, AltaGas a reclassé ses titres de capitaux propres dont la juste valeur est facilement

déterminable des titres disponibles à la vente aux titres détenus à des fins de transaction. Les variations de la juste valeur des titres de capitaux propres dont la juste valeur est facilement déterminable sont dorénavant comptabilisées en résultat net plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. En conséquence, un ajustement au titre de l'effet cumulatif d'environ 7 millions de dollars a été comptabilisé dans les bénéfices non répartis au 1^{er} janvier 2018. Les autres modalités de cette mise à jour n'ont pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- ASU 2016-15, *Statement of Cash Flows: Classification of Certain Cash Receipts and Cash Payments*. Les modifications apportées clarifient le classement de certaines transactions de flux de trésorerie dans les états des flux de trésorerie. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-16, *Income Taxes: Intra-Entity Transfers of Assets Other Than Inventory*. Les modifications apportées revoient la comptabilisation de l'incidence fiscale des transferts intragroupes d'actifs en exigeant qu'une entité comptabilise les impôts exigibles et reportés sur pareils transferts intragroupes, outre les transferts de stocks, au moment du transfert. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2016-18, *Statement of Cash Flows: Restricted Cash*. Les modifications apportées par cette mise à jour exigent que le solde de la trésorerie et des équivalents de trésorerie présenté dans l'état des flux de trésorerie comprenne les montants réputés être de la trésorerie et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions. Le changement dans la présentation de la trésorerie soumise à restrictions dans l'état des flux de trésoreries a été appliqué de façon rétrospective;
- ASU 2017-01, *Business Combinations: Clarifying the Definition of a Business*. Les modifications apportées changent la définition d'une entreprise afin d'aider les entités à évaluer si des actifs et des activités transférés constituent une entreprise. AltaGas appliquera ces modifications de manière prospective.
- ASU 2017-04, *Intangibles – Goodwill and Other: Simplifying the Test for Goodwill Impairment*. Les modifications apportées par cette mise à jour retirent l'étape 2 du test de dépréciation de l'écart d'acquisition, éliminant ainsi l'obligation de déterminer la juste valeur des actifs et des passifs pris individuellement d'une unité d'exploitation afin d'évaluer la dépréciation de l'écart d'acquisition. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2017-05, *Other Income – Gains and Losses from the De-recognition of Nonfinancial Assets: Clarifying the Scope of Asset De-recognition Guidance and Accounting for Partial Sales of Nonfinancial Assets*. Les modifications apportées par cette mise à jour clarifient le champ d'application de l'ASC 610-20 ainsi que la comptabilisation des ventes partielles d'actifs non financiers. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2017-07, *Compensation – Retirement Benefits: Improving the Presentation of Net Periodic Pension Cost and Net Periodic Postretirement Benefit Cost*. Les modifications apportées par cette mise à jour revoient la présentation dans l'état des résultats du coût net périodique des prestations et du coût net périodique des avantages complémentaires de retraite et limitent au coût des services les composantes qui sont admissibles à la capitalisation dans les actifs. AltaGas a appliqué le changement à la présentation du coût des services rendus au cours de la période et des autres composantes du coût net des prestations dans l'état des résultats de façon rétrospective. En conséquence, un montant de 0,4 million de dollars et un montant de 1,2 million de dollars, respectivement, du coût net des prestations lié aux autres composantes ont été reclassés du poste «Charges d'exploitation et d'administration» au poste «Autres produits» de l'état des résultats consolidés pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2017. AltaGas a appliqué le

changement lié à la capitalisation du coût des services de façon prospective. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

- ASU 2017-09, *Compensation – Stock Compensation : Scope of Modifications Accounting*. Les modifications apportées fournissent des directives sur le type de changements aux modalités des arrangements dont le paiement est fondé sur des actions qui doivent être traités par une entité selon les règles de comptabilisation des modifications. Cette mise à jour a été appliquée de façon prospective et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2017-12, *Derivatives and Hedging – Targeted Improvements to Accounting for Hedging Activities*. Les modifications apportées par cette ASU améliorent la présentation de l'information financière liée aux relations de couverture afin de dresser un portrait plus fidèle des résultats économiques des activités de gestion du risque d'une entité dans ses états financiers et entraînent certaines améliorations ciblées visant à simplifier l'application de la comptabilité de couverture. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2018-02, *Income Statement – Reporting Comprehensive Income: Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income*. Les modifications apportées par cette mise à jour permettent de reclasser du cumul des autres éléments du résultat étendu aux bénéfices non répartis des montants d'impôt bloqués résultant de la loi de l'impôt américaine intitulée Tax Cuts and Jobs Act. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.
- ASU 2018-03, *Technical Corrections and Improvements to Financial Instruments – Overall*. Les modifications apportées par cette mise à jour clarifient certains aspects des directives publiées dans l'ASU 2016-01. AltaGas a adopté cette mise à jour de façon anticipée. L'adoption de cette mise à jour n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

MODIFICATIONS FUTURES DE CONVENTIONS COMPTABLES

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, *Leases*, qui exige que les locataires comptabilisent au bilan un actif lié au droit d'utilisation et un passif locatif pour tous les contrats de location dont la durée est supérieure à 12 mois. La comptabilité pour le locateur demeure pratiquement inchangée. Toutefois, la norme modifie ce qui correspond à un contrat de location-vente ou de location-financement et élimine les dispositions propres à l'immobilier comprises dans l'ASC 840. La norme exige également la présentation d'informations supplémentaires sur les ententes de location. En janvier 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-01, *Land Easement Practical Expedient for Transition to Topic 842*, qui permet aux entités de ne pas évaluer en vertu des dispositions de l'ASC 842 les contrats de servitude existants et expirés qui n'ont pas été comptabilisés antérieurement à titre de contrats de location en vertu de l'ASC 840. Les modifications apportées à la nouvelle norme sur les contrats de location s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. Pour la transition, les locataires et les locateurs sont tenus de comptabiliser et d'évaluer les contrats de location au début de la première période présentée selon une approche rétrospective modifiée. AltaGas réalise actuellement un exercice de délimitation de la portée en produisant une liste complète des contrats de location afin d'évaluer l'incidence de l'adoption de l'ASC 842 sur ses états financiers consolidés, mais elle s'attend à ce que cette nouvelle norme ait une incidence sur son bilan puisqu'au moment de son adoption, tous les contrats de location-exploitation devront être présentés dans le bilan. En outre, AltaGas s'attend à pouvoir utiliser les mesures de simplification transitoires qui permettent aux entités de ne pas avoir à réévaluer si un accord contient un contrat de location en vertu des dispositions de l'ASC 842.

En juin 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-13, *Financial Instruments – Credit Losses: Measurement of Credit Losses on Financial Instruments*. Les modifications apportées remplacent le modèle de la perte subie actuellement utilisé par le modèle de la perte attendue pour les actifs financiers évalués au coût amorti. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. L'adoption anticipée est permise. AltaGas évalue actuellement l'incidence de cette mise à jour sur ses états financiers consolidés.

En février 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-02, *Income Statement – Reporting Comprehensive Income: Reclassification of Certain Tax Effects from Accumulated Other Comprehensive Income*. Les modifications apportées par cette mise à jour permettent de reclasser du cumul des autres éléments du résultat étendu aux bénéfices non répartis des montants d'impôt bloqués résultants de la loi sur l'impôt américaine intitulée Tax Cuts and Jobs Act. Les modifications apportées par cette mise à jour s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. L'adoption anticipée est permise, et AltaGas prévoit adopter cette mise à jour avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2018. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En juin 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-07, *Compensation – Stock Compensation: Improvements to Nonemployee Share-Based Payment Accounting*. Les modifications apportées par cette mise à jour étendent le champ d'application du Topic 718 pour inclure les transactions visant l'acquisition de biens et de services auprès de non-salariés et dont le paiement est fondé sur des actions, dans le but d'uniformiser la méthode d'évaluation de ces transactions avec celle utilisée pour les attributions aux employés dont le paiement est fondé sur des actions. Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2018. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En août 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-13, *Fair Value Measurement – Disclosure Framework: Changes to the Disclosure Requirements for Fair Value Measurement*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information pour les évaluations à la juste valeur. Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En août 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-14, *Compensation – Retirement Benefits-Defined Benefit Plans – General: Disclosure Framework – Changes to the Disclosure Requirements for the Defined Benefit Plans*. Les modifications apportées par cette mise à jour modifient les obligations d'information pour les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite. Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2020. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

En août 2018, le FASB a publié l'ASU 2018-15, *Intangibles-Goodwill and Other – Internal-Use Software : Customer's Accounting for Implementation Costs Incurred in a Cloud Computing Arrangement (CCA) that is a Service Contract*. Les modifications apportées par cette mise à jour alignent les exigences touchant la capitalisation des coûts de mise en œuvre engagés dans un accord d'hébergement qui constitue un contrat de service avec les exigences touchant la capitalisation des coûts de mise en œuvre engagés pour élaborer ou obtenir des logiciels pour utilisation interne (et des accords d'hébergement qui comprennent une licence pour les logiciels pour utilisation interne). Les modifications apportées s'appliquent aux périodes annuelles et intermédiaires des exercices ouverts après le 15 décembre 2019. L'adoption anticipée est permise. L'adoption de cette norme ne devrait pas avoir une incidence importante sur les états financiers consolidés d'AltaGas.

3. ACQUISITION DE WGL HOLDINGS, INC.

Le 6 juillet 2018, ayant reçu toutes les approbations réglementaires fédérales, étatiques et locales requises, la Société a acquis WGL pour un prix d'achat global d'environ 9,3 milliards de dollars (7,1 milliards de dollars américains), ce qui inclut la reprise 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.

En vertu des modalités de la transaction, les actionnaires de WGL ont reçu 88,25 \$ US par action ordinaire. La contrepartie en espèces nette s'est établie à environ 6,0 milliards de dollars (4,6 milliards de dollars américains). L'acquisition de WGL a été financée au moyen du produit net d'environ 2,3 milliards de dollars tiré de la vente de reçus de souscription, des emprunts sur la facilité de crédit liée à l'acquisition entièrement confirmée de 3,0 milliards de dollars (2,3 milliards de dollars américains) et de l'encaisse disponible. Les emprunts sur la facilité de crédit liée à l'acquisition comprenaient des montants additionnels pour le paiement des frais et des engagements réglementaires associés à l'acquisition de WGL. La vente des reçus de souscription a eu lieu au cours du premier trimestre de 2017 et, au moment de la clôture de l'acquisition de WGL, les reçus de souscription ont été échangés contre environ 84,5 millions d'actions ordinaires d'AltaGas.

L'acquisition de WGL est comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition, en vertu de laquelle les actifs acquis et les passifs repris sont comptabilisés à leur juste valeur estimative à la date de l'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur estimative des actifs acquis et des passifs repris est comptabilisé à titre d'écart d'acquisition à la date de l'acquisition.

Le tableau ci-après résume la répartition préliminaire du prix d'achat, lequel représente la contrepartie payée et la juste valeur des actifs nets acquis au 6 juillet 2018 selon un taux de change de 1,31 pour la conversion des dollars américains en dollars canadiens. La répartition préliminaire du prix d'achat reflète les meilleures estimations de la direction concernant la juste valeur des actifs et des passifs de WGL, en fonction des informations obtenues jusqu'à maintenant. Tandis que des informations additionnelles sont rendues disponibles, la répartition définitive du prix d'achat pourrait différer considérablement de la répartition préliminaire présentée ci-après. Tout ajustement à la répartition du prix d'achat sera apporté le plus tôt possible, mais au plus tard, dans l'année qui suit la date d'acquisition.

Le tableau suivant résume les montants estimés à la juste valeur attribués aux actifs nets de WGL à la date d'acquisition :

Contrepartie versée	5 973 \$
Juste valeur attribuée aux actifs nets	
Actif à court terme	1 185 \$
Immobilisations corporelles	5 953
Actifs incorporels	627
Actifs réglementaires	402
Placements à long terme	1 411
Autres actifs à long terme	449
Passif à court terme	(1 801)
Dette à long terme	(2 548)
Actions privilégiées	(41)
Passifs réglementaires	(1 131)
Autres passifs à long terme	(1 756)
Participation ne donnant pas le contrôle	(9)
Juste valeur des actifs nets acquis	2 741 \$
Écart d'acquisition	3 232 \$

La juste valeur des immobilisations corporelles a été estimée à l'aide des méthodes d'évaluation décrites dans l'ASC 820, *Fair Value Measurements and Disclosures*, pour évaluer les immobilisations corporelles acquises. La juste valeur des immobilisations corporelles à tarifs réglementés de WGL est calculée du point de vue d'un intervenant du marché, ce qui équivaut à la valeur comptable. La juste valeur préliminaire des immobilisations corporelles à tarifs non réglementés restantes est établie à l'aide de la méthode par le résultat et de la méthode par les coûts, ce qui a entraîné une baisse de la juste valeur estimative d'environ 88 millions de dollars liée aux actifs de production solaire décentralisée.

Les placements à long terme comprennent la participation de 55 % de WGL dans Meade Pipeline Co. LLC. (Meade), une participation de 10 % dans Mountain Valley Pipeline LLC et une participation de 30 % dans Stonewall Gas Gathering Systems LLC. Meade détient une participation de 39 % dans Central Penn, et WGL détient une participation nette de 21 % dans Central Penn. La juste valeur préliminaire de ces placements a été calculée à l'aide de la méthode par le résultat, ce qui a entraîné une hausse de la juste valeur estimative d'environ 464 millions de dollars.

Les actifs incorporels se composent des relations clients, de contrats liés à la capacité de transport de gaz naturel, et de contrats d'achat et de vente de gaz naturel pour les exportations d'énergie à des fins fiscales. La juste valeur préliminaire de ces actifs a été établie à l'aide de la méthode par le résultat, ce qui a donné lieu à une juste valeur estimative d'environ 627 millions de dollars.

La juste valeur de l'actif à court terme et du passif à court terme correspond approximativement à leur valeur comptable en raison de leur nature à court terme.

La juste valeur de la dette à long terme a été estimée en se fondant sur les cours de marché des émissions du Trésor américain ayant une durée jusqu'à l'échéance similaire, ajustée en fonction de la qualité du crédit de l'émetteur, WGL ou Washington Gas Light Company. Il en a découlé une hausse de la juste valeur d'environ 87 millions de dollars et à un ajustement compensatoire réglementaire d'un montant correspondant.

Les actifs et les passifs d'impôts reportés ont été inclus dans le cumul de l'impôt applicable aux écarts temporaires entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs et des passifs.

La répartition préliminaire du prix d'achat inclut un écart d'acquisition d'environ 3,2 milliards de dollars. L'écart d'acquisition est principalement lié aux investissements dans des actifs à tarifs réglementés durables à faible risque, aux possibilités d'expansion des activités intermédiaires du secteur Gaz, à l'augmentation du capital disponible et à une souplesse financière accrue grâce à l'étendue plus grande des activités et à la diversification des bénéfices. L'écart d'acquisition comptabilisé dans le cadre de cette transaction n'est pas déductible aux fins de l'impôt et, par conséquent, aucun impôt reporté n'a été comptabilisé à cet égard.

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, des charges d'acquisition avant impôts et des coûts engagés dans le cadre de la fusion d'environ 217,1 millions de dollars et 233,3 millions de dollars, respectivement, ont été engagés et comptabilisés dans l'état des résultats consolidés (9,5 millions de dollars et 50,3 millions de dollars, respectivement, en 2017). AltaGas prévoit comptabiliser d'autres charges d'acquisition au quatrième trimestre de 2018, principalement dans le but de respecter divers engagements réglementaires.

À la clôture de l'acquisition de WGL, AltaGas a commencé à consolider les résultats de WGL. Depuis la date de clôture jusqu'au 30 septembre 2018, WGL a généré des produits d'environ 464 millions de dollars et des pertes nettes après impôts de 246 millions de dollars. La perte s'explique principalement par le paiement de certains engagements réglementaires ainsi que par le caractère saisonnier de certaines activités d'exploitation de WGL.

L'information financière supplémentaire consolidée pro forma non auditée qui suit pour les trois mois et les neuf mois clos les 30 septembre 2018 et 2017 tient compte de l'acquisition de WGL comme si elle avait été conclue le 1^{er} janvier 2017. Ces données pro forma sont présentées à des fins d'information générale seulement et elles ne sont pas nécessairement représentatives des résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition de WGL avait eu lieu au début de 2017, ni des résultats qui pourraient être attendus pour les périodes futures.

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits pro forma	1 072 \$	1 049 \$	4 235 \$	4 125 \$
Bénéfice net (perte nette) pro forma après impôts	(618) \$	38 \$	(465) \$	281 \$

Les produits pro forma ne tiennent pas compte des gains et des pertes sur les contrats de change utilisés pour atténuer le risque de change associé au prix d'achat au comptant de WGL puisque ces gains et ces pertes sont directement attribuables à l'acquisition de WGL et non récurrents. Ces ajustements ont augmenté les produits pro forma de 2 millions de dollars, pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, et ont augmenté les produits pro forma respectivement de 10 millions de dollars et 32 millions de dollars pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2017.

Le bénéfice net (la perte nette) pro forma après impôts exclut toutes les charges d'acquisition non récurrentes et des coûts engagés dans le cadre du regroupement par AltaGas et par WGL ainsi que les gains et les pertes réalisés et latents d'AltaGas sur les contrats de change conclus pour atténuer le risque de change associé à l'acquisition de WGL. Le bénéfice net pro forma après impôts a également été ajusté pour tenir compte des coûts de financement relatifs à la facilité de crédit-relais liée à l'acquisition de WGL, de l'amortissement des ajustements liés à la juste valeur des immobilisations corporelles, des actifs incorporels et des autres placements à long terme, ainsi que de l'incidence sur les impôts de tous les ajustements mentionnés précédemment. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, le total des ajustements pro forma après impôts a augmenté le bénéfice net (la perte nette) après impôts de 175 millions de dollars et 142 millions de dollars, respectivement. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2017, le total des ajustements pro forma après impôts a augmenté le bénéfice net (la perte nette) après impôts de 3 millions de dollars et 28 millions de dollars, respectivement.

4. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actifs détenus en vue de la vente		
Trésorerie	134,9 \$	— \$
Débiteurs	38,7	0,3
Stocks	11,3	—
Actifs réglementaires (à court terme)	1,5	—
Actifs de gestion du risque (à court terme)	0,5	—
Charges payées d'avance	4,8	—
Immobilisations corporelles	1 222,6	5,3
Actifs incorporels	140,7	0,1
Écart d'acquisition	—	0,3
Actifs réglementaires (à long terme)	209,1	—
Impôts reportés (à long terme)	2,8	—
Placements à long terme et autres actifs	4,4	—
	1 771,3 \$	6,0 \$
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente		
Créditeurs et charges à payer	48,9 \$	— \$
Dette à court terme	6,0	—
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	8,0	—
Dépôts des clients	11,4	—
Passifs réglementaires (à court terme)	9,3	—
Autres passifs à court terme	0,1	—
Dette à long terme	25,3	—
Passifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	12,7	0,3
Impôts reportés (à long terme)	85,2	—
Passifs réglementaires (à long terme)	21,5	—
Obligations futures au titre des avantages sociaux	28,9	—
	257,3 \$	0,3 \$

Premier appel public à l'épargne d'AltaGas Canada Inc.

En septembre 2018, AltaGas a déposé un prospectus préalable pour le premier appel public à l'épargne (PAPE) d'AltaGas Canada Inc. (ACI), une filiale en propriété exclusive d'AltaGas. Le prospectus définitif a été déposé le 18 octobre 2018. ACI détiendra des actifs de services publics de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés canadiens et un actif d'énergie éolienne visé par des contrats au Canada, ainsi qu'une participation indirecte d'environ 10 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest en Colombie-Britannique. À l'exception de sa participation dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest, qu'AltaGas continuera à consolider par suite de la clôture du PAPE, les actifs et les passifs visés par le PAPE ont été classés comme détenus en vue de la vente au 30 septembre 2018, ce qui a donné lieu au reclassement d'actifs d'une valeur de 1 278,1 millions de dollars en actifs détenus en vue de la vente et 225,0 millions de dollars de passifs aux passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente dans les bilans consolidés. De plus, une provision avant impôts de 74,6 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et une provision avant impôts de 119,1 millions de dollars sur l'écart d'acquisition ont été comptabilisées en raison de la diminution de la valeur comptable de ces actifs à la juste valeur diminuée du coût de la vente. Les actifs détenus en vue de la vente ont été comptabilisés dans le secteur Services publics, à l'exception des actifs d'énergie éolienne qui sont comptabilisés dans le secteur Électricité.

Le PAPE s'est clos le 25 octobre 2018 (note 24). À la clôture, AltaGas détenait environ 45 % d'actions ordinaires d'ACI, participation qui pourrait diminuer à environ 37 % si l'option de surallocation est exercée en entier. Le bénéfice (la perte) avant impôts associé à ces actifs désignés comme détenus en vue de la vente pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, était une perte de 2,5 millions de dollars et un bénéfice de 23,8 millions de dollars, respectivement (une perte de 1,9 million de dollars et un bénéfice de 23,2 millions de dollars respectivement en 2017).

Actifs secondaires dans le secteur intermédiaire et le secteur de l'électricité au Canada

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a conclu des ententes définitives visant la vente de certains actifs secondaires de moindre importance dans le secteur intermédiaire du gaz et le secteur de l'électricité au Canada, ainsi qu'un portefeuille de clients industriels et commerciaux d'AltaGas au Canada, pour un prix d'acquisition global d'environ 165,0 millions de dollars. La transaction est assujettie aux conditions de clôture et aux approbations habituelles, et devrait être conclue au quatrième trimestre de 2018. Par conséquent, la valeur comptable des actifs et des passifs a été classée comme détenue en vue de la vente, ce qui a donné lieu au reclassement d'actifs d'une valeur de 100,6 millions de dollars en actifs détenus en vue de la vente et de passifs de 10,8 millions de dollars reclassés aux passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente dans les bilans consolidés. Une provision avant impôts de 119,2 millions de dollars sur les immobilisations corporelles, de 0,5 million de dollars sur les actifs incorporels et de 5,1 millions de dollars sur l'écart d'acquisition a été comptabilisée au troisième trimestre de 2018 en raison de la diminution de la valeur comptable des actifs à la juste valeur diminuée des coûts de vente. Ces actifs sont comptabilisés dans les secteurs Gaz et Électricité.

La transaction comprend également 43,7 millions d'actions de Tidewater Midstream and Infrastructure Inc. détenues antérieurement par AltaGas. Cette partie de la transaction a été réalisée en septembre 2018 (note 9).

Actifs d'électricité secondaires de San Joaquin en Californie

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a conclu une entente visant la vente d'actifs alimentés au gaz naturel pour un prix d'environ 300,0 millions de dollars américains. Les actifs se composent des installations Tracy, Hanford et Henrietta pour une capacité totale de 523 MW. La vente est sous réserve des conditions et des approbations de clôture habituelles et devrait se conclure au quatrième trimestre de 2018. Ainsi, la valeur comptable des actifs et des passifs a été classée comme détenue en vue de la vente, ce qui a entraîné un reclassement d'actifs totalisant 373,7 millions de dollars aux actifs détenus en vue de la vente et de passifs totalisant 20,8 millions de dollars aux passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente dans les bilans consolidés. Une provision avant impôts de 221,3 millions de dollars sur les immobilisations corporelles et de 119,3 millions de dollars sur les actifs incorporels a été comptabilisée au troisième trimestre de 2018 en raison de la diminution de la valeur comptable des actifs à la juste valeur diminuée des coûts de vente. Ces actifs sont comptabilisés dans le secteur Électricité.

Autres actifs d'électricité américains

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a conclu une entente visant la vente de Busch Ranch, un actif éolien aux États-Unis à un prix d'achat d'environ 16,3 millions de dollars américains. Ainsi, la valeur comptable des actifs et des passifs a été classée comme étant détenue en vue de la vente, ce qui a donné lieu au reclassement d'actifs d'un montant de 18,9 millions de dollars en actifs détenus en vue de la vente et de passifs d'un montant de 0,7 million de dollars en passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente dans les bilans consolidés.

5. VENTE D'UNE PARTICIPATION MINORITAIRE ET AUTRES CESSIONS

Centrales hydroélectriques du nord-ouest

Le 22 juin 2018, AltaGas a conclu la vente d'une participation indirecte de 35 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest pour un produit brut d'environ 921,6 millions de dollars. La cession a été réalisée par la vente d'une participation de 35 % dans Northwest Hydro Limited Partnership (NW Hydro LP), filiale d'AltaGas qui détient indirectement les centrales hydroélectriques du nord-ouest. AltaGas continuera de consolider NW Hydro LP (note 10). Par suite de la vente, au deuxième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé une participation ne donnant pas le contrôle de 420,4 millions de dollars, un passif d'impôt reporté de 153,3 millions de dollars et un surplus d'apport de 334,6 millions de dollars aux bilans consolidés, déduction faite des coûts de transaction. La conclusion de cette transaction n'a eu aucune incidence sur les états des résultats consolidés.

Autres cessions

En mars 2018, AltaGas a conclu la cession de certaines centrales secondaires dans le secteur Gaz pour un produit brut d'environ 7,0 millions de dollars. Par conséquent, AltaGas a comptabilisé un gain à la cession avant impôts d'environ 1,3 million de dollars dans les états des résultats consolidés au poste «Autres produits» pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018.

6. PROVISIONS POUR ACTIFS

Neuf mois clos les 30 septembre	2018	2017
Électricité	352,2 \$	1,3 \$
Gaz	151,5	—
Services publics	193,7	—
	697,4 \$	1,3 \$

Électricité

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé des provisions pour actifs avant impôts totalisant 352,2 millions de dollars dans le secteur Électricité. De ce montant, 340,6 millions de dollars étaient liés aux installations de pointe alimentées au gaz de Hanford et d'Henrietta en Californie qui étaient classées comme détenues en vue de la vente (voir note 4). La provision avant impôts sur les actifs d'électricité de la Californie était constituée de 221,3 millions de dollars liés aux immobilisations corporelles et de 119,3 millions de dollars liés aux actifs incorporels. De plus, une provision avant impôts de 9,8 millions de dollars a été comptabilisée à l'égard de certains actifs d'électricité secondaires au Canada qui étaient classés comme détenus en vue de la vente (voir note 4) et 1,8 million de dollars a été comptabilisé à l'égard de la centrale alimentée au gaz naturel en mode bi-énergie de Pomona aux États-Unis. Au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2017, AltaGas a comptabilisé une provision avant impôts de 1,3 million de dollars à l'égard de certains actifs alimentés au gaz en phase de développement de l'Alberta.

Gaz

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé des provisions avant impôts totalisant 151,5 millions de dollars dans le secteur Gaz. Les provisions avant impôts comprenaient 115,0 millions de dollars liés à certains actifs secondaires de secteur médian qui ont été classés comme détenus en vue de la vente (voir note 4) et 36,5 millions de dollars liés aux actifs de fermeture dans les régions d'exploitation du sud, de Cold Lake et du nord-ouest. Les provisions totales avant impôts de 151,5 millions de dollars comprenaient 145,9 millions de dollars liés aux immobilisations corporelles, 0,5 million de dollars liés aux actifs incorporels, et 5,1 millions de dollars liés à l'écart d'acquisition. Aucune provision pour actifs n'a été comptabilisée au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2017 pour le secteur Gaz.

Services publics

Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a comptabilisé des provisions avant impôts de 193,7 millions de dollars relativement à certains actifs de service public de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés qui ont été classés comme détenus en vue de la vente (voir note 4). La provision avant impôts comprenait 119,1 millions de dollars liés à l'écart d'acquisition et 74,6 millions de dollars liés aux immobilisations corporelles. Aucune provision pour actifs n'a été comptabilisée au cours des neuf mois clos le 30 septembre 2017 pour le secteur Services publics.

7. STOCKS

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Aux		
Gaz naturel stocké	379,3 \$	133,9 \$
Matières et fournitures	54,3	32,3
Crédits d'énergie renouvelable et instruments de conformité des émissions	60,6	28,4
Autres stocks	7,9	6,5
	502,1 \$	201,1 \$

8. ÉCART D'ACQUISITION

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Aux		
Solde au début de la période	817,3 \$	856,0 \$
Provision pour actifs (notes 4 et 6)	(124,2)	—
Acquisition d'entreprise (note 3)	3 232,0	—
Change	(21,8)	(38,4)
Reclassement dans les actifs détenus en vue de la vente	—	(0,3)
Solde à la fin de la période	3 903,3 \$	817,3 \$

9. PLACEMENTS À LONG TERME ET AUTRES ACTIFS

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Aux		
Placements dans des entités ouvertes	18,6 \$	95,0 \$
Prêt à une société affiliée	75,0	75,0
Créances locatives reportées	23,3	29,0
Frais d'émission de la dette liés aux facilités de crédit	9,2	20,3
Dépôts remboursables	15,4	14,9
Paievements anticipés sur des ententes de service à long terme	77,1	68,1
Frais d'émission des reçus de souscription	—	1,7
Actif sur contrat	7,8	—
Fiducie permettant le report d'impôt (rabbi trust) (note 19)	58,0	—
Autres	31,5	8,6
	315,9 \$	312,6 \$

En septembre 2018, dans le cadre de l'entente visant la vente d'actifs d'électricité intermédiaires secondaires au Canada, AltaGas a vendu 43,7 millions d'actions de Tidewater Midstream and Infrastructure Inc. pour un produit brut de 63,4 millions de dollars. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, une perte réalisée de 2,0 millions de dollars a été comptabilisée dans les états des résultats consolidés au poste «Autres produits» relativement à la vente de ces actifs.

10. ENTITÉS À DÉTENTEURS DE DROITS VARIABLES

EDDV consolidées

AltaGas consolide les EDDV lorsque la Société est considérée être le principal bénéficiaire. Le principal bénéficiaire d'une EDDV a le pouvoir de diriger les activités de l'entité qui ont la plus grande incidence sur sa performance économique, notamment lorsqu'elle est le prestataire des fonctions de construction, d'exploitation et de commercialisation auprès de l'entité. De plus, le principal bénéficiaire de l'EDDV a également l'obligation d'absorber les pertes de l'entité ou a le droit de recevoir les avantages qui pourraient être significatifs pour l'EDDV. AltaGas établit qu'elle est le principal bénéficiaire des EDDV suivantes :

Northwest Hydro Limited Partnership

Le 4 mai 2018, NW Hydro LP a été constituée pour détenir indirectement les actifs des centrales hydroélectriques du nord-ouest. Le 22 juin 2018, AltaGas a conclu la vente d'une participation indirecte de 35 % dans les centrales hydroélectriques du nord-ouest par la vente d'une participation de 35 % dans NW Hydro LP et de son commandité, Northwest Hydro GP Inc. (NW Hydro GP).

AltaGas a déterminé que NW Hydro LP est une EDDV dans laquelle elle détient des droits variables et pour laquelle elle est le principal bénéficiaire. Afin d'établir qu'elle était le principal bénéficiaire de l'EDDV, AltaGas a pris en compte le fait qu'elle avait le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de l'EDDV par la prestation continue de toutes les fonctions d'exploitation, d'entretien et de gestion des centrales hydroélectriques du nord-ouest. En outre, AltaGas a l'obligation d'absorber les pertes et le droit de recevoir les avantages qui pourraient être significatifs pour les centrales hydroélectriques du nord-ouest. Par conséquent, AltaGas a consolidé NW Hydro LP et comptabilisé 420,4 millions de dollars du produit de 921,6 millions de dollars reçu à titre de participation ne donnant pas le contrôle, la tranche résiduelle du produit moins les impôts reportés et les coûts de transaction ayant été comptabilisée à titre de surplus d'apport d'un montant de 334,6 millions de dollars.

Les actifs de NW Hydro LP sont la propriété de NW Hydro LP, et AltaGas ne peut y avoir recours à d'autres fins. NW Hydro LP ne peut se servir des soldes de ses actifs que pour régler ses propres obligations. Le passif de NW Hydro LP ne constitue pas des réclamations additionnelles contre les actifs généraux d'AltaGas. Le risque de perte d'AltaGas attribuable à sa participation à titre de commanditaire correspond à son placement net.

Ridley Island LPG Export Limited Partnership

Le 5 mai 2017, AltaGas LPG Limited Partnership (AltaGas LPG), filiale en propriété exclusive d'AltaGas, et Vopak Development Canada Inc. (Vopak), filiale en propriété exclusive de Koninklijke Vopak N.V. (Royal Vopak), société ouverte constituée en vertu des lois des Pays-Bas, ont créé Ridley Island LPG Export Limited Partnership (RILE LP) en vue d'aménager, de détenir et d'exploiter le Ridley Island Propane Export Terminal (RIPET). Des filiales d'AltaGas détiennent une participation de 70 % et Vopak, une participation de 30 % dans RILE LP. Les coûts de construction de RIPET, qui sont estimés entre 450 millions de dollars et 500 millions de dollars, seront financés par AltaGas LPG et Vopak à hauteur de leur participation respective dans RILE LP. Au titre des arrangements, AltaGas a conclu une entente à long terme pour la totalité de la capacité de RIPET avec RILE LP, et AltaGas et certaines de ses filiales fourniront des services de construction et d'exploitation à RILE LP.

AltaGas a établi que RILE LP est une EDDV dans laquelle elle détient des droits variables et pour laquelle elle est le principal bénéficiaire. Afin d'établir qu'AltaGas était le principal bénéficiaire de l'EDDV, AltaGas a pris en compte le fait qu'elle avait le pouvoir de diriger les activités qui influent le plus sur le rendement économique de l'EDDV par la prestation de services de construction, d'exploitation et de marketing fournis à RILE LP. En outre, AltaGas a l'obligation d'absorber les pertes et le droit de recevoir les avantages qui pourraient être significatifs pour RILE LP en raison de l'entente à long terme visant la capacité de RIPET. Par conséquent, AltaGas a consolidé RILE LP et comptabilisé 20,0 millions de dollars du produit de 24,1 millions de dollars reçus de Vopak au moment de la création de RILE LP à titre de participation ne donnant pas le contrôle, la tranche résiduelle du produit moins les impôts reportés ayant été comptabilisée à titre de surplus d'apport d'un montant de 3,0 millions de dollars.

Les actifs de RILE LP sont la propriété de RILE LP et AltaGas ne peut y avoir recours à d'autres fins. RILE LP ne peut se servir des soldes de ses actifs que pour régler ses propres obligations. Le passif de RILE LP ne constitue pas des réclamations additionnelles contre les actifs généraux d'AltaGas. Le risque de perte d'AltaGas attribuable à sa participation à titre de commanditaire correspond à son placement net. AltaGas et Royal Vopak ont fourni des garanties limitées sur les obligations de leurs filiales respectives au titre des coûts de la construction de RIPET. Au moment de la mise en service de RIPET, les modalités de l'entente de capacité à long terme entre AltaGas LPG et RILE LP prévoient un rendement sur le capital investi et un remboursement du capital investi, ainsi que le remboursement des coûts d'exploitation de RIPET par AltaGas LPG conformément aux modalités de l'entente.

Entités à détenteurs de droits variables acquises dans le cadre de l'acquisition de WGL

Dans le cadre de l'acquisition de WGL (note 3), AltaGas a acquis des EDDV consolidées et des EDDV non consolidées :

Placements dans des EDDV consolidées

Au 30 septembre 2018, WGSW, Inc. (WGSW), était le principal bénéficiaire de SFGF LLC (SFGF), SFRC, LLC (SFRC), SFGF II, LLC (SFGF II), SFEE LLC (SFEE) et ASD Solar LP (ASD), en raison de sa capacité à diriger les activités les plus significatives pour le rendement économique de ces entités, en plus du droit de recevoir des bénéfices potentiellement importants ou l'obligation d'absorber des pertes potentiellement importantes. En conséquence, ces EDDV ont été consolidées.

SFGF, SFRC et SFGF II

WGSW et divers partenaires ayant droit à des avantages fiscaux ont formé les partenariats donnant droit à des avantages fiscaux SFGF, SFRC et SFGF II en vue d'acquérir, de détenir et d'exploiter des projets de production décentralisée d'énergie solaire à la grandeur du pays. WGSW est le membre gestionnaire de ces investissements et fournira un montant en espèces égal au prix d'achat des projets d'énergie solaire, moins tout apport du partenaire ayant droit à des avantages fiscaux pour les projets vendus aux partenariats. WGL Energy Systems est promoteur des projets et les vend aux partenariats, en plus d'agir à titre de responsable des activités d'exploitation et de l'entretien.

Les gains et les pertes sont répartis entre les partenaires selon la méthode de la liquidation hypothétique à la valeur comptable (LHVC), et la tranche attribuée au partenaire ayant droit à des avantages fiscaux est incluse au poste «Bénéfice net (perte nette) attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle» des états des résultats consolidés résumés ci-joints et inscrite au poste «Participation ne donnant pas le contrôle» des bilans consolidés résumés ci-joints.

En appliquant la méthode de la LHVC, la Société calcule le montant qu'elle serait en droit de recevoir si une entité émettrice liquidait tous ses actifs à la valeur comptable (tels qu'ils ont été évalués selon les PCGR des États-Unis) et distribuait le produit de cette liquidation aux investisseurs selon les priorités de liquidation définies par contrat. La variation du droit de la Société sur la valeur comptable de l'entité émettrice au début et à la fin de la période de présentation de l'information financière (ajustée pour tenir compte des contributions et des distributions) est la quote-part de la Société dans le bénéfice ou les pertes de l'entité émettrice pour la période.

SFEE

En 2016, WGSW et un partenaire ayant droit à des avantages fiscaux ont formé SFEE en vue d'acquérir des projets de production décentralisée d'énergie solaire que devait développer et vendre un promoteur indépendant ou WGL Energy Systems. Les nouveaux projets devaient être conçus et construits en vertu d'ententes d'achat d'électricité à long terme. SFEE est considérée comme une EDDV et est consolidée par WGSW.

ASD

WGSW est commanditaire de ASD, une société en commandite qui a été créée en vue de détenir et de gérer un portefeuille de projets d'énergie solaire résidentiels, principalement des installations solaires photovoltaïques sur toit. SF ASD, une filiale en propriété exclusive de WGL Energy Systems, a les droits de gestion et de contrôle d'ASD.

Le tableau qui suit présente les montants compris dans les bilans consolidés attribuables aux EDDV consolidées d'AltaGas :

Aux	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actif à court terme	62,5 \$	1,4 \$
Immobilisations corporelles	1 621,6	84,3
Actifs incorporels	246,9	—
Placements à long terme et autres actifs	48,0	48,0
Passif à court terme	(23,4)	—
Autres passifs à long terme	(135,2)	—
Crédits d'impôt reportés	(2,2)	—
Actif net	1 818,2 \$	133,7 \$

Placements dans des EDDV non consolidées

Meade Pipeline Co. LLC (Meade)

En 2014, WGL Midstream et des partenaires ont conclu une convention de société à responsabilité limitée pour former Meade, une société à responsabilité limitée du Delaware, dans le but d'aménager et de détenir, conjointement avec la Transcontinental Gas Pipe Line Company LLC, un pipeline réglementé, soit un segment du projet Atlantic Sunrise de Transco appelé Central Penn Pipeline (Central Penn). Central Penn relie sur environ 185 miles le comté de Susquehanna, en Pennsylvanie, au comté de Lancaster, en Pennsylvanie, et permet de transporter jusqu'à environ 1,7 gpc/j de gaz naturel.

Au 30 septembre 2018, AltaGas détenait un placement comptabilisé à la valeur de consolidation de 610,4 millions de dollars dans Meade, compte tenu des ajustements à la juste valeur à la date d'acquisition (note 3). WGL Midstream prévoit investir environ 450 millions de dollars américains pour une participation de 55 % dans Meade, la majeure partie de ce montant ayant déjà été investi. Meade possède 39 % de Central Penn, et la participation nette totale de la Société dans Central Penn est de 21 %. Même si WGL Midstream détient une participation de plus de 50 % dans Meade, WGL Midstream ne consolide pas Meade, qui est plutôt comptabilisée à la valeur de consolidation. WGL Midstream n'est pas le principal bénéficiaire de Meade, n'ayant pas la capacité de diriger les activités les plus significatives pour le rendement économique de Meade. WGL Midstream applique la méthode de la LHVC, de sorte que les gains et les pertes sont inscrits au poste «Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation» des états des résultats consolidés résumés ci-joints et viennent augmenter ou réduire la valeur comptable du placement d'AltaGas.

L'exposition financière maximale aux pertes en raison de la participation dans cette EDDV correspond aux apports en capital de WGL Midstream.

11. PLACEMENTS COMPTABILISÉS À LA VALEUR DE CONSOLIDATION

En plus des placements existants d'AltaGas comptabilisés à la valeur de consolidation décrits à la note 12 des états financiers consolidés annuels, AltaGas a acquis, dans le cadre de l'acquisition de WGL, les placements comptabilisés à la valeur de consolidation suivants qui ne sont pas considérés comme des EDDV :

Mountain Valley Pipeline, LLC (Mountain Valley)

WGL Midstream détient une participation de 10 % dans Mountain Valley Pipeline, LLC. Le gazoduc proposé, qui sera exploité par EQT Midstream Partners, LP (EQT), et aménagé, construit et détenu par Mountain Valley (coentreprise d'EQT et d'autres entités), transportera environ 2,0 gpc/j de gaz naturel et prolongera le réseau Equitrans d'EQT Corporation dans le comté de Wetzell, en Virginie-Occidentale, jusqu'à la station 165 de Transcontinental Gas Pipe Line Company LLC's dans le comté de Pittsylvania, en Virginie. Le gazoduc devrait s'étendre sur une distance d'environ 300 milles.

Au 30 septembre 2018, AltaGas détenait un placement comptabilisé à la valeur de consolidation de 410,9 millions de dollars dans Mountain Valley, compte tenu des ajustements à la juste valeur à la date d'acquisition (note 3). WGL Midstream entend investir environ 350 millions de dollars américains en apports de capital étalés jusqu'à la date de mise en service du pipeline, en fonction de sa part des coûts du projet prévue au contrat. La comptabilisation à la valeur de consolidation est jugée appropriée puisque Mountain Valley est une société à responsabilité limitée qui présente des comptes d'usufruit distincts et des participations allant de 5 à 50 %, de sorte que WGL Midstream conserve une influence plus que mineure sur les politiques d'exploitation et de financement de Mountain Valley. Les gains et les pertes sont déterminés selon la méthode de la LHVC et sont inscrits au poste «Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation» des états des résultats consolidés résumés ci-joints et viennent augmenter ou réduire la valeur comptable du placement d'AltaGas.

En avril 2018, WGL Midstream a conclu une entente distincte avec EQT en vue d'acquérir une participation de 5 % dans un projet de construction d'un gazoduc interétatique latéral qui sera relié au pipeline principal.

Stonewall Gas Gathering System (Stonewall)

WGL Midstream détient une participation de 30 % dans une entité qui détient et exploite certains actifs connus sous le nom de Stonewall Gas Gathering System. Stonewall a la capacité de recevoir jusqu'à 1,4 gpc/j de gaz naturel de la région de production Marcellus, en Virginie-Occidentale. Il est raccordé à un réseau de pipelines interÉtats qui rejoint les marchés de la région Mid-Atlantic. Au 30 septembre 2018, le placement dans Stonewall se chiffrait à 431,9 millions de dollars, compte tenu des ajustements à la juste valeur à la date d'acquisition (note 3). Les gains et les pertes sont déterminés selon la méthode de la LHVC et sont inscrits au poste «Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation» des états des résultats consolidés résumés ci-joints.

Constitution Pipeline Company, LLC (Constitution)

WGL Midstream détient un placement dans Constitution, soit une participation de 10 % dans le pipeline proposé. Au 30 septembre 2018, le placement dans Constitution s'élevait à néant, soit sa juste valeur pour AltaGas à la date d'acquisition (note 3). Le pipeline de Constitution proposé transporterait du gaz naturel de la région de Marcellus dans le nord de la Pennsylvanie jusqu'à des marchés importants du Nord-Est.

En plus des placements qui ne sont pas considérés comme des EDDV acquis dans le cadre de l'acquisition de WGL, le placement de la Société dans Meade (note 10) est aussi comptabilisé à la valeur de consolidation.

12. DETTE À LONG TERME

Aux	Date d'échéance	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Facilités de crédit			
1 400 millions de dollars, renouvelable, non garantie, à échéance prorogeable ^a	15 mai 2023	639,2 \$	219,1 \$
300 millions de dollars américains, renouvelable, non garantie, à échéance prorogeable ^b	15 mai 2022	161,8	—
25 millions de dollars, renouvelable, garantie, à échéance prorogeable ^c	4 mai 2023	—	—
Facilité de crédit liée à l'acquisition ^d	Juill. 2019 – janv. 2020	2 914,3	—
Billets à moyen terme			
175 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,60 %	15 janv. 2018	—	175,0
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,55 %	17 janv. 2019	200,0	200,0
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,07 %	1 ^{er} juin 2020	200,0	200,0
350 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,72 %	28 sept. 2021	350,0	350,0
300 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,57 %	12 juin 2023	300,0	300,0
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,40 %	15 mars 2024	200,0	200,0
300 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,84 %	15 janv. 2025	299,9	299,9
100 millions de dollars, premier rang, non garanti, 5,16 %	13 janv. 2044	100,0	100,0
300 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,50 %	15 août 2044	299,8	299,8
350 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,12 %	7 avr. 2026	349,8	349,8
200 millions de dollars, premier rang, non garanti, 3,98 %	4 oct. 2027	199,9	199,9
250 millions de dollars, premier rang, non garanti, 4,99 %	4 oct. 2047	250,0	250,0
WGL et Washington Gas – billets à moyen terme			
50 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 7,46 %	5 déc. 2018	64,7	—
	Janv. – nov. 2019	647,3	—
500 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 2,25 à 4,76 %	12 mars 2020	323,6	—
250 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 2,88 %	20 mars 2023	25,9	—
20 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 6,65 %	11 août 2025	52,4	—
40,5 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 5,44 %	Oct. 2026	68,6	—
53 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 6,62 à 6,82 %	Févr. – sept. 2027	93,2	—
72 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 6,40 à 6,57 %	Janv. – mars 2028	67,3	—
52 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 6,57 à 6,85 %	1 ^{er} avr. 2030	11,0	—
8,5 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 7,50 %	Janv. – mars 2036	64,7	—
50 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 5,70 à 5,78 %	3 déc. 2040	97,1	—
75 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 5,21 %	15 déc. 2043	97,1	—
75 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 5,00 %	Sept. – déc. 2044	388,4	—
300 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 4,22 à 4,60 %	15 sept. 2046	582,5	—
450 millions de dollars US, premier rang, non garanti, 3,80 %			
Dettes à long terme SEMCO			
300 millions de dollars US, SEMCO, premier rang, garantie, 5,15 % ^e	21 avr. 2020	388,4	376,4
82 millions de dollars US, CINGSA, premier rang, garantie, 4,48 % ^f	2 mars 2032	81,9	85,2
Déventures			
Déventure de PNG de série 2018, 8,75 % ^{c, g}	15 nov. 2018	—	7,0
Déventure de PNG de série 2025, 9,30 % ^{c, g}	18 juill. 2025	—	13,0
Déventure de PNG de série 2027, 6,90 % ^{c, g}	2 déc. 2027	—	14,0
Contrat de location-acquisition de CINGSA, 3,50 %	1 ^{er} mai 2040	0,5	0,5
Contrat de location-acquisition de CINGSA, 4,48 %	4 juin 2068	0,2	0,2
Ajustement à la juste valeur à l'acquisition de WGL (note 3)		84,8	—
		9 604,3 \$	3 639,8 \$
Moins les frais d'émission de titres de créance		(34,8)	(14,4)
		9 569,5	3 625,4
Moins la tranche échéant à moins d'un an		(1 998,6)	(188,9)
		7 570,9 \$	3 436,5 \$

a) Les emprunts sur la facilité peuvent être effectués sous forme d'emprunts au taux préférentiel, d'emprunts au taux de base américain, d'emprunts au LIBOR, d'acceptations bancaires ou de lettres de crédit. Les emprunts sur la facilité entraînent des frais et portent intérêt aux taux applicables selon la nature des montants prélevés.

b) Les emprunts sur la facilité peuvent être effectués sous forme d'emprunts au taux de base américain, d'emprunts au taux préférentiel américain, d'emprunts au LIBOR ou de lettres de crédit.

- c) *Pour les débentures garanties et la facilité de crédit renouvelable, garantie et à échéance prorogeable, la garantie consistait en une hypothèque de premier rang sur la quasi-totalité des immobilisations corporelles et des contrats d'achat et de vente de gaz de PNG, et en une charge variable de premier rang sur d'autres immobilisations, actifs et engagements.*
- d) *Une tranche de 2,0 milliards de dollars américains de la facilité de crédit liée à l'acquisition est remboursable le 6 janvier 2020, le reste étant remboursable le 5 juillet 2019. AltaGas s'attend à rembourser entièrement la facilité au quatrième trimestre de 2018, sous réserve de la conclusion de la vente d'actifs en cours et du calendrier de placement de la dette à long terme et des titres hybrides.*
- e) *La garantie des billets à moyen terme en dollars américains comprend certains actifs de SEMCO.*
- f) *La garantie du prêt de premier rang garanti par CINGSA comprend certains actifs de CINGSA, Alaska Storage Holding Company, LLC, filiale dans laquelle AltaGas possède une participation donnant le contrôle, est le garant sans recours de ce prêt.*
- g) *Les débentures de PNG totalisant 33,3 millions de dollars ont été désignées comme des passifs liés à des actifs détenus en vue de la vente (note 4) au 30 septembre 2018.*

13. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU

<i>(en millions de dollars)</i>	Disponibles à la vente	Régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR	Couvertures des investis- sements nets	Conversion des activités à l'étranger	Sociétés émettrices	Total
Solde d'ouverture au 1^{er} janvier 2018	(7,1) \$	(11,4) \$	(129,0) \$	342,9 \$	3,7 \$	199,1 \$
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement	—	—	37,4	4,0	0,8	42,2
Montants reclassés hors des autres éléments du résultat étendu	—	0,6	—	—	—	0,6
Adoption de l'ASU 2016-01 (note 2)	7,1	—	—	—	—	7,1
Réduction des régimes de retraite à prestations déterminées et d'ACR	—	4,2	—	—	—	4,2
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée (avant impôts)	7,1	4,8	37,4	4,0	0,8	54,1
Impôt sur les montants reclassés en résultats	—	(0,2)	—	—	—	(0,2)
Impôt sur les montants liés à la réduction des régimes de retraite à prestations déterminées et d'ACR	—	(1,5)	—	—	—	(1,5)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	7,1	3,1	37,4	4,0	0,8	52,4
Solde de clôture au 30 septembre 2018	— \$	(8,3) \$	(91,6) \$	346,9 \$	4,5 \$	251,5 \$
Solde d'ouverture au 1 ^{er} janvier 2017	19,8 \$	(11,3) \$	(135,6) \$	526,3 \$	5,9 \$	405,1 \$
Autres éléments du résultat étendu avant reclassement	(28,6)	—	6,8	(198,2)	(3,3)	(223,3)
Montants reclassés hors des autres éléments du résultat étendu	—	0,7	—	—	—	0,7
Règlement du régime d'ARC	—	0,3	—	—	—	0,3
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée (avant impôts)	(28,6)	1,0	6,8	(198,2)	(3,3)	(222,3)
Impôt sur les montants maintenus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu	3,1	—	—	—	—	3,1
Impôt sur les montants reclassés en résultats	—	(0,2)	—	—	—	(0,2)
Impôts sur les montants liés au règlement du régime d'ARC	—	(0,1)	—	—	—	(0,1)
Autres éléments du résultat étendu de la période considérée, montant net	(25,5)	0,7	6,8	(198,2)	(3,3)	(219,5)
Solde de clôture au 30 septembre 2017	(5,7) \$	(10,6) \$	(128,8) \$	328,1 \$	2,6 \$	185,6 \$

Reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat étendu

Composantes reclassées hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	Poste de l'état des résultats	Trois mois clos le 30 septembre 2018	Neuf mois clos le 30 septembre 2018
Régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR	Charges d'exploitation et d'administration	0,2 \$	0,6 \$
Impôts reportés	Charge d'impôts – Impôts reportés	(0,1)	(0,2)
		0,1 \$	0,4 \$

Composantes reclassées hors du cumul des autres éléments du résultat étendu	Poste de l'état des résultats	Trois mois clos le 30 septembre 2017	Neuf mois clos le 30 septembre 2017
Régimes de retraite à prestations déterminées et régimes d'ACR	Charges d'exploitation et d'administration	0,2 \$	0,7 \$
Impôts reportés	Charge d'impôts – Impôts reportés	(0,1)	(0,2)
		0,1 \$	0,5 \$

14. PRODUITS

Le tableau suivant présente la ventilation des produits par sources principales pour la période close le 30 septembre 2018 :

	Trois mois clos le 30 septembre 2018				
	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Produits tirés des contrats conclus avec les clients					
Contrats sur les produits de base	170,5 \$	250,7 \$	— \$	— \$	421,2 \$
Contrats de services intermédiaires	50,3	—	—	—	50,3
Services de vente et de transport de gaz	—	—	286,7	—	286,7
Services de stockage	—	—	8,3	—	8,3
Autres	—	8,4	2,9	—	11,3
Total des produits tirés des contrats conclus avec les clients	220,8 \$	259,1 \$	297,9 \$	— \$	777,8 \$
Autres sources de produits					
Autres programmes visant les produits ^a	— \$	— \$	13,3 \$	— \$	13,3 \$
Produits locatifs ^b	23,8	122,5	0,2	—	146,5
Activités de gestion du risque et de négociation ^{c, d}	61,0	55,0	(0,3)	(14,7)	101,0
Autres	—	4,4	(1,6)	—	2,8
Total des produits tirés d'autres sources	84,8 \$	181,9 \$	11,6 \$	(14,7) \$	263,6 \$
Total des produits	305,6 \$	441,0 \$	309,5 \$	(14,7) \$	1 041,4 \$

a) Une grande partie des produits tirés du secteur Services publics est assujettie à la réglementation des tarifs, de sorte que, dans ces circonstances, les produits comptabilisés sont prescrits par l'organisme de réglementation compétent en vertu des dispositions de l'ASC 980.

b) Les produits tirés de certaines des centrales au gaz sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Dans le secteur Électricité, une partie importante des produits est tirée d'ententes d'achat d'électricité qui sont comptabilisées comme des contrats de location-exploitation.

c) Les activités de gestion du risque nécessitent l'utilisation d'instruments dérivés comme des swaps de produits et des swaps financiers, des contrats à terme et des options. Ces dérivés sont comptabilisés selon les dispositions de l'ASC 815 et de l'ASC 825. La majeure partie des produits tirés des secteurs Gaz et Électricité proviennent de la vente et de la distribution de gaz naturel et d'électricité aux utilisateurs finaux, sauf pour WGL Midstream (note d).

d) Les marges de négociation de WGL Midstream sont présentées dans les activités de gestion du risque et de négociation du secteur Gaz. WGL Midstream conclut des contrats dérivés afin d'optimiser sa capacité de stockage et de transport ainsi que pour gérer les actifs de transport et de stockage pour le compte de tiers. Les marges de négociation de WGL Midstream, compte tenu des gains latents et pertes latentes sur les instruments dérivés, sont incluses dans les produits. Des produits bruts de 114,1 millions de dollars liés au contrat conclu avec GAIL Global (USA) LNG LLC (GAIL), qui entre dans le champ d'application de l'ASC 606, sont présentés dans les activités de gestion du risque et de négociation. Si le contrat avec GAIL, pris isolément, n'est pas comptabilisé comme un dérivé, il est toutefois inséparable du portefeuille de négociation global de WGL Midstream. Les produits sont comptabilisés à un moment précis selon le volume réel des produits de base vendus au point de livraison, qui correspond au montant mensuel de la facture du client. Le contrat est d'une durée de 20 ans à compter du 31 mars 2018.

Neuf mois clos le 30 septembre 2018

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Produits tirés des contrats conclus avec les clients					
Contrats sur les produits de base	391,8 \$	250,7 \$	— \$	— \$	642,5 \$
Contrats de services intermédiaires	152,1	—	—	—	152,1
Services de vente et de transport de gaz	—	—	894,3	—	894,3
Services de stockage	—	—	26,5	—	26,5
Autres	0,6	8,4	8,2	—	17,2
Total des produits tirés des contrats conclus avec les clients	544,5 \$	259,1 \$	929,0 \$	— \$	1 732,6 \$
Autres sources de produits					
Autres programmes visant les produits ^a	— \$	— \$	8,8 \$	— \$	8,8 \$
Produits locatifs ^b	71,5	287,0	0,3	—	358,8
Activités de gestion du risque et de négociation ^{c, d}	249,0	194,2	0,8	(29,4)	414,6
Autres	(0,2)	11,8	3,2	—	14,8
Total des produits tirés d'autres sources	320,3 \$	493,0 \$	13,1 \$	(29,4) \$	797,0 \$
Total des produits	864,8 \$	752,1 \$	942,1 \$	(29,4) \$	2 529,6 \$

- a) Une grande partie des produits tirés du secteur Services publics est assujettie à la réglementation des tarifs, de sorte que, dans ces circonstances, les produits comptabilisés sont prescrits par l'organisme de réglementation compétent en vertu des dispositions de l'ASC 980.
- b) Les produits tirés de certaines des centrales au gaz sont comptabilisés comme des contrats de location-exploitation. Dans le secteur Électricité, une partie importante des produits est tirée d'ententes d'achat d'électricité qui sont comptabilisées comme des contrats de location-exploitation.
- c) Les activités de gestion du risque nécessitent l'utilisation d'instruments dérivés comme des swaps de produits et des swaps financiers, des contrats à terme et des options. Ces dérivés sont comptabilisés selon les dispositions de l'ASC 815 et de l'ASC 825. La majeure partie des produits tirés des secteurs Gaz et Électricité proviennent de la vente et de la distribution de gaz naturel et d'électricité aux utilisateurs finaux, sauf pour WGL Midstream (note d).
- d) Les marges de négociation de WGL Midstream sont présentées dans les activités de gestion du risque et de négociation du secteur Gaz. WGL Midstream conclut des contrats dérivés afin d'optimiser sa capacité de stockage et de transport ainsi que pour gérer les actifs de transport et de stockage pour le compte de tiers. Les marges de négociation de WGL Midstream, compte tenu des gains latents et pertes latentes sur les instruments dérivés, sont incluses dans les produits. Des produits bruts de 114,1 millions de dollars liés au contrat conclu avec GAIL Global (USA) LNG LLC (GAIL), qui entre dans le champ d'application de l'ASC 606, sont présentés dans les activités de gestion du risque et de négociation. Si le contrat avec GAIL, pris isolément, n'est pas comptabilisé comme un dérivé, il est toutefois inséparable du portefeuille de négociation global de WGL Midstream. Les produits sont comptabilisés à un moment précis selon le volume réel des produits de base vendus au point de livraison, qui correspond au montant mensuel de la facture du client. Le contrat est d'une durée de 20 ans à compter du 31 mars 2018.

Constatation des produits

Les paragraphes suivants présentent une description de la convention comptable en matière de comptabilisation des produits de la Société par principales sources provenant de contrats conclus avec les clients et par secteurs.

Secteur Gaz

Ventes de produits de base

Une partie de la production de LGN provenant des installations d'extraction d'AltaGas est assujettie aux différentiels de fractionnement entre le LGN extrait et le gaz naturel acheté pour combler le pouvoir calorifique du LGN extrait. Les contrats de vente de produits de base qui ne respectent pas la définition d'un dérivé et les contrats pour lesquels AltaGas a choisi d'appliquer l'exemption relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires sont comptabilisés selon les dispositions de l'ASC 606. La durée de ces contrats de vente de produits de base varie, mais la majeure partie de ces contrats ont une durée d'un an, qui coïncide avec l'année du LGN. AltaGas comptabilise les produits tirés des contrats de vente de produits de base à un moment précis selon le volume réel des produits de base vendus au point de livraison, qui correspond au montant mensuel de la facture du client.

Les ventes de produits de base comprennent aussi les ventes de gaz à la clientèle résidentielle, commerciale et industrielle dans certains États où WGL Energy est autorisée à agir comme fournisseur de services concurrent. La durée de ces contrats de vente de produits de base varie généralement de un an à cinq ans. Les clients sont facturés mensuellement selon la quantité de gaz qui leur est livrée. Les produits sont comptabilisés selon le montant que la Société est autorisée à facturer au client.

Contrats de services intermédiaires

AltaGas tire des produits de ses installations de collecte et de traitement sur place, de ses installations d'extraction et de ses réseaux de transport aux termes de diverses ententes contractuelles. Les produits des ententes qui ne comprennent pas de contrat de location sont comptabilisés selon les dispositions de l'ASC 606 comme suit :

Rémunération au service – Le client est facturé pour le service fourni par unité de volume. La durée contractuelle des ententes se situe habituellement entre un mois et la durée de vie des réserves. Le montant des produits tirés de ce type d'entente est comptabilisé au rythme de la prestation de service, qui correspond au montant mensuel de la facture du client.

Achat ferme – Le client a conclu un contrat en vertu duquel il s'est engagé à prendre un volume minimum prescrit et AltaGas, à traiter ou livrer un volume précisé à un tarif unitaire précisé dans les dispositions du contrat. Le volume que le client est incapable de livrer constitue un déficit de volume. Certains des contrats d'achat ferme d'AltaGas renferment des dispositions en vertu desquelles le client peut combler un déficit de volume au cours de périodes ultérieures. Selon ce type de contrat, toute contrepartie reçue se rapportant au déficit de volume sera reportée jusqu'à ce que i) le client comble le déficit de volume ou ii) la probabilité que le client comble le déficit de volume dans le temps imparti pour ce faire devienne très faible. Si AltaGas estime que le client ne sera pas en mesure de combler le déficit de volume (aussi appelé montant de droits abandonnés), AltaGas peut comptabiliser le montant de droits abandonnés prévu dans les produits avant la fin de la période de temps imparti pour ce faire. L'estimation du montant de droits abandonnés fait largement appel au jugement. Les produits tirés des contrats en vertu desquels le client ne dispose pas d'un droit lui permettant de combler un déficit de volume sont comptabilisés mensuellement selon i) le volume réel livré multiplié par le tarif unitaire ou, s'il est supérieur, ii) le volume minimum en vertu de l'entente.

Secteur Électricité

Dans le secteur Électricité, une partie importante des produits est tirée d'ententes d'achat d'électricité qui sont comptabilisées comme des contrats de location-exploitation. Dans les cas où la production d'électricité n'est pas vendue aux termes d'entente d'achat d'électricité, le produit de base est vendu en tant que production marchande ou en vertu de contrats de vente de produits de base qui sont comptabilisés comme des instruments financiers. Les contrats de vente de produits de base qui ne respectent pas la définition d'un contrat de location ou d'un dérivé et les contrats pour lesquels AltaGas a choisi d'appliquer l'exemption relative aux achats et aux ventes dans le cours normal des affaires sont comptabilisés selon les dispositions de l'ASC 606.

Ventes de produits de base

L'énergie générée à partir des actifs solaires commerciaux et des actifs combinés de chauffage et de production d'électricité est vendue aux termes d'ententes d'achat d'électricité à long terme, dont la durée est généralement de 20 ans. Les ventes de produits de base comprennent aussi les ventes d'électricité à la clientèle commerciale et industrielle dans certains États où WGL Energy est autorisée à agir comme fournisseur de services concurrent. La durée de ces contrats de vente de produits de base varie généralement de un an à cinq ans. Les clients sont facturés mensuellement selon les relevés de compteur ou la quantité d'énergie qui leur est livrée. Les produits sont comptabilisés selon le montant que la Société est autorisée à facturer au client.

Secteur Services publics

Services de vente et de transport de gaz

Les clients sont facturés mensuellement selon les relevés de compteur. La facturation aux clients est fondée sur deux éléments, i) un montant d'honoraires fixes et ii) des frais variables en fonction de la consommation. Les produits sont constatés au fil du temps lorsque le gaz est livré ou lorsque le service est fourni. Puisque les relevés de compteur sont effectués de manière cyclique, AltaGas constate les produits comptabilisés pour les services rendus à ses clients, mais non encore facturés à la fin du mois. Pour la grande majorité de ces ententes, les clients peuvent annuler le service à tout moment, mais certaines ententes comportent une échéance d'au moins un an. Ces ententes à long terme renferment habituellement une modalité contractuelle stipulant que le client est tenu de payer, que le gaz soit livré ou non. Ces ententes ne renferment généralement pas d'un droit de combler tout déficit de volume et les produits sont comptabilisés mensuellement au rythme de la prestation de service.

Services de stockage de gaz

Les clients des services de stockage sont facturés chaque mois pour les services rendus. La facturation aux clients est fondée sur quatre éléments, i) les frais de réservation, ii) les frais de mobilisation de capacité, iii) les frais d'ajout ou de retrait et iv) les

frais liés aux excédents. Les frais de réservation sont fondés sur le volume de retrait en vertu de l'entente conclue avec le client, les frais de mobilisation de capacité sont fondés sur le volume total aux termes de l'entente conclue avec le client, les frais d'ajout ou de retrait sont fondés sur le volume de gaz livré au client ou par le client. Les frais liés aux excédents sont facturés en fonction du nombre de jours où le volume stocké excède le volume de stockage maximal accordé au client. Les produits sont comptabilisés lorsque le service est fourni chaque mois, ce qui correspond au montant mensuel de la facture d'un client. La majeure partie de ces ententes ont des échéances de plus d'un an.

Soldes contractuels

Au 30 septembre 2018, un actif sur contrat de 7,8 millions de dollars a été comptabilisé au poste «Placements à long terme et autres actifs» au bilan consolidé (néant au 31 décembre 2017). Cet actif sur contrat représente la différence dans les produits comptabilisés en vertu d'un nouveau tarif dans le cadre d'une modification ayant consisté à combiner et à prolonger des contrats conclus avec un client. Les produits liés à cette modification contractuelle seront comptabilisés au tarif en vigueur avant la modification pour le reste de la durée initiale, et les produits excédentaires seront comptabilisés à titre d'actif sur contrat. Des montants seront déduits de cet actif sur contrat pendant la durée résiduelle du contrat modifié.

En outre, au 30 septembre 2018, il y avait un actif sur contrat de 105,0 millions de dollars (néant au 31 décembre 2017) comptabilisé dans les débiteurs aux bilans consolidés au titre des produits non facturés de WGL Energy Systems à l'égard des contrats de conception-construction. L'actif sur contrat représente les montants non facturés résultant habituellement de ventes aux termes de contrats lorsque la méthode des coûts engagés est utilisée pour la comptabilisation des produits et que les produits comptabilisés excèdent les montants facturés aux clients. Le droit de paiement n'est pas assujéti au passage du temps ou à un délai jusqu'à ce que les projets soient officiellement approuvés par le gouvernement fédéral. Des passifs sur contrat de 1,8 million de dollars (néant en 2017) ont été comptabilisés dans les autres passifs à court terme aux bilans consolidés. Les passifs sur contrat représentent les paiements anticipés et les montants facturés en excédent des produits comptabilisés et des produits reportés. Les actifs et les passifs sur contrat sont présentés au montant net, contrat par contrat, à la clôture de chaque période de présentation de l'information.

Prix de transaction affecté aux obligations de prestation à remplir

Le tableau suivant présente une estimation des produits qui devraient être comptabilisés après la date de clôture relativement aux obligations de prestation à remplir au 30 septembre 2018 :

	Reste de 2018	2019	2020	2021	2022	Après 2022	Total
Contrats de services intermédiaires	13,2 \$	51,4 \$	55,0 \$	32,5 \$	32,0 \$	222,0 \$	406,1 \$
Services de vente et de transport de gaz	4,0	6,1	12,9	16,9	16,8	19,6	76,3
Services de stockage	8,9	34,8	34,5	34,5	34,5	318,9	466,1
Autres	21,8	12,5	3,0	1,5	1,4	3,8	44,0
	47,9 \$	104,8 \$	105,4 \$	85,4 \$	84,7 \$	564,3 \$	992,5 \$

AltaGas applique les mesures de simplification offertes selon les dispositions de l'ASC 606 et ne présente aucune information relative aux obligations de prestation à remplir à l'égard des i) contrats ayant une échéance initiale d'au plus un an, ii) contrats dont les produits sont comptabilisés en fonction du montant qu'AltaGas a le droit de facturer à l'égard de prestations fournies et iii) contrats ayant une contrepartie variable entièrement affectée à une obligation de prestation nullement remplie ou à une promesse nullement respectée de transférer un bien ou un service dans le cadre d'une seule et même obligation d'exécution. En outre, le tableau ci-dessus ne renferme aucun montant de contrepartie variable assorti de contraintes. La majeure partie des contrats de services intermédiaires, des contrats de ventes de gaz et de services de transport et des contrats de services de stockage renferment une contrepartie variable comportant une part d'incertitude qui se résorbera (habituellement chaque jour) au fur et à mesure que les volumes sont traités, que le gaz est livré ou que les services sont fournis.

15. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DU RISQUE FINANCIER

Les instruments financiers de la Société se composent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs, des contrats de gestion du risque, de certains placements à long terme et d'autres actifs, des créditeurs et charges à payer, des dividendes à payer, de la dette à court terme et à long terme et de certains autres passifs à court terme et à long terme.

Hiérarchie des justes valeurs

AltaGas classe ses actifs financiers et ses passifs financiers dans l'un des trois niveaux de la hiérarchie en fonction des évaluations à la juste valeur et des données utilisées pour déterminer la juste valeur.

Niveau 1 – La juste valeur est fondée sur les prix non rajustés cotés sur des marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques. La juste valeur repose sur des données directement observables sur des transactions visant des actifs ou des passifs identiques sans recourir à des hypothèses. Sont incluses dans ce niveau les actions négociées publiquement évaluées au cours de clôture à la date du bilan.

Niveau 2 – La juste valeur est déterminée au moyen de modèles et de méthodes d'évaluation où les données autres que les prix cotés visés au niveau 1 sont observables pour l'actif ou le passif, directement ou indirectement. AltaGas conclut des dérivés sur les marchés à terme, hors Bourse et de détail pour gérer les fluctuations des prix des produits de base et des taux de change. La juste valeur des contrats de dérivés d'électricité, de gaz naturel et de LGN a été calculée selon les prix à terme publiés pour la période considérée, rajustés pour tenir compte des facteurs propres à l'actif ou au passif, y compris les courbes des écarts de base et des écarts attribuables aux emplacements, des taux d'actualisation et des taux de change. La juste valeur des contrats de dérivés de change a été calculée selon les cours du marché. La juste valeur des options de change a été calculée au moyen d'une variation du modèle d'évaluation Black et Scholes.

Niveau 3 – La juste valeur est déterminée d'après des données relatives à l'actif ou au passif qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables. AltaGas a recours à des méthodes d'évaluation lorsqu'il n'existe pas de données de marché observables. La Société utilise diverses méthodes d'évaluation pour déterminer la juste valeur des dérivés de niveau 3, y compris les données d'évaluation et les modèles de valorisation. Les prix utilisés dans les évaluations sont corroborés à l'aide de multiples sources, et la Société évalue périodiquement si chaque modèle d'évaluation est approprié aux fins prévues. Les dérivés de niveau 3 comprennent des contrats de livraison physique évalués dans des marchés non liquides sans données observables sur le marché, des positions à long terme pour lesquelles des données observables sur les prix ne sont pas disponibles pour la durée du contrat, des contrats évalués au moyen d'hypothèses relatives à la volatilité historique des prix au comptant et des évaluations effectuées au moyen des cours indicatifs des courtiers pour les marchés inactifs.

30 septembre 2018

	Valeur comptable	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Actifs financiers					
Juste valeur par le biais du résultat net ^a					
Actifs de gestion du risque (à court terme)	51,3 \$	— \$	27,4 \$	23,9 \$	51,3 \$
Actifs de gestion du risque (à long terme)	33,0	—	15,0	18,0	33,0
Titres de capitaux propres ^b	18,6	18,6	—	—	18,6
Juste valeur par le biais des actifs ou passifs réglementaires ^a					
Actifs de gestion du risque (à court terme)	12,8	—	0,9	11,9	12,8
Actifs de gestion du risque (à long terme)	6,3	—	—	6,3	6,3
Coût amorti					
Prêts et créances ^b	75,0	—	75,8	—	75,8
	197,0 \$	18,6 \$	119,1 \$	60,1 \$	197,8 \$
Passifs financiers					
Juste valeur par le biais du résultat net ^a					
Passifs de gestion du risque (à court terme)	75,2 \$	— \$	56,9 \$	18,3 \$	75,2 \$
Passifs de gestion du risque (à long terme)	77,4	—	16,3	61,1	77,4
Juste valeur par le biais des actifs ou passifs réglementaires ^a					
Passifs de gestion du risque (à court terme)	11,8	—	—	11,8	11,8
Passifs de gestion du risque (à long terme)	95,1	—	0,1	95,0	95,1
Coût amorti					
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	1 998,6	—	1 868,6	—	1 868,6
Dette à long terme	7 570,9	—	5 128,5	2 476,1	7 604,6
Autres passifs à court terme ^c	19,3	—	19,3	—	19,3
Autres passifs à long terme ^c	139,2	—	136,5	—	136,5
	9 987,5 \$	— \$	7 226,2 \$	2 662,3 \$	9 888,5 \$

a) Pour gérer le risque lié au prix associé à l'acquisition de gaz naturel dans le but d'approvisionner des clients du secteur des services publics du Maryland, de la Virginie et du District de Columbia, Washington Gas, une filiale de la Société, a mené des opérations sur dérivés financiers et des opérations de livraison physique. Tous les gains et les pertes associés à ces dérivés sont comptabilisés à titre respectivement de passifs ou d'actifs réglementaires, pour tenir compte du traitement des tarifs à l'égard de ces activités de couverture économique. En outre, dans le cadre de son programme d'optimisation des actifs, Washington Gas conclut des dérivés dans le but essentiellement de garantir les marges d'exploitation que Washington Gas pourra ultimement réaliser. Les mécanismes de partage réglementaires prévoient que le profit réalisé annuellement provenant de ces opérations doit être partagé entre les actionnaires et les clients de Washington Gas, si bien que les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultats, ou à titre d'actifs et de passifs réglementaires dans la mesure où il est probable que les gains et les pertes réalisés associés à ces opérations sur dérivés seront compris dans les tarifs facturés aux clients au moment où ils seront réalisés.

b) Inclus au poste «Placements à long terme et autres actifs» dans le bilan consolidé.

c) Excluent les passifs non financiers.

31 décembre 2017					
	Valeur comptable	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Actifs financiers					
Juste valeur par le biais du résultat net					
Actifs de gestion du risque (à court terme)	38,6 \$	— \$	38,6 \$	— \$	38,6 \$
Actifs de gestion du risque (à long terme)	15,9	—	15,9	—	15,9
Titres de capitaux propres ^a	95,0	95,0	—	—	95,0
Coût amorti					
Prêts et créances ^a	75,0	—	85,6	—	85,6
	224,5 \$	95,0 \$	140,1 \$	— \$	235,1 \$
Passifs financiers					
Juste valeur par le biais du résultat net					
Passifs de gestion du risque (à court terme)	57,6 \$	— \$	57,6 \$	— \$	57,6 \$
Passifs de gestion du risque (à long terme)	13,8	—	13,8	—	13,8
Coût amorti					
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	188,9	—	189,6	—	189,6
Dette à long terme	3 436,5	—	3 568,3	—	3 568,3
Autres passifs à court terme ^b	22,4	—	22,4	—	22,4
Autres passifs à long terme ^b	146,0	—	147,7	—	147,7
	3 865,2 \$	— \$	3 999,4 \$	— \$	3 999,4 \$

a) Inclus au poste «Placements à long terme et autres actifs» dans le bilan consolidé.

b) Excluent les passifs non financiers.

Le tableau suivant comprend des informations quantitatives sur les données non observables importantes utilisées dans l'évaluation de la juste valeur des instruments financiers de niveau 3 au 30 septembre 2018.

	Juste valeur nette	Techniques d'évaluation	Données non observables	Fourchette
Gaz naturel	(117,2) \$	Flux de trésorerie actualisés	Prix de base du gaz naturel (par décatherme)	(1,30) \$ - 5,03 \$
Gaz naturel	(4,6) \$	Modèle d'évaluation des options	Prix de base du gaz naturel (par décatherme)	(1,28) \$ - 4,80 \$
			Volatilité annualisée du marché au comptant du gaz naturel	37,46 % - 900,98 %
Électricité	(19,3) \$	Flux de trésorerie actualisés	Prix de congestion de l'électricité (par mégawattheure)	(8,10) \$ - 83,69 \$

Le tableau suivant présente un rapprochement des variations de la juste valeur nette des actifs et des passifs dérivés de niveau 3 de la hiérarchie de la juste valeur :

	Trois mois clos les			30 septembre 2017		
	30 septembre 2018			30 septembre 2017		
	Gaz naturel	Électricité	Total	Gaz naturel	Électricité	Total
Solde au début de la période	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$
Acquis (<i>note 3</i>)	(134,4)	(10,5)	(144,9)	—	—	—
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s				—	—	—
Comptabilisés en résultats	8,4	(11,8)	(3,4)			
Comptabilisés à titre d'actifs réglementaires	1,7	—	1,7	—	—	—
Transferts depuis le niveau 3	0,8	—	0,8	—	—	—
Achats	—	3,8	3,8	—	—	—
Règlements	1,7	(0,8)	0,9	—	—	—
Solde à la fin de la période	(121,8) \$	(19,3) \$	(141,1) \$	— \$	— \$	— \$

	Neuf mois clos les			30 septembre 2017		
	30 septembre 2018			30 septembre 2017		
	Gaz naturel	Électricité	Total	Gaz naturel	Électricité	Total
Solde au début de la période	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$	— \$
Acquis (<i>note 3</i>)	(134,4)	(10,5)	(144,9)	—	—	—
Gains (pertes) réalisé(e)s et latent(e)s				—	—	—
Comptabilisés en résultat	8,4	(11,8)	(3,4)			
Comptabilisés à titre d'actifs réglementaires	1,7	—	1,7	—	—	—
Transferts depuis le niveau 3	0,8	—	0,8	—	—	—
Achats	—	3,8	3,8	—	—	—
Règlements	1,7	(0,8)	0,9	—	—	—
Solde à la fin de la période	(121,8) \$	(19,3) \$	(141,1) \$	— \$	— \$	— \$

Des transferts entre les différents niveaux de la hiérarchie des justes valeurs peuvent avoir lieu en fonction des fluctuations dans l'évaluation et du niveau des données observables utilisées pour évaluer les instruments d'une période à l'autre. Les transferts vers et depuis les différents niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont présentés à la juste valeur au début de la période. Au cours de la période close le 30 septembre 2018, les transferts depuis le niveau 3 découlaient de la hausse des évaluations effectuées à l'aide de données observables du marché. Au cours de la période close le 30 septembre 2018, les transferts vers le niveau 3 découlaient de la hausse des évaluations effectuées à l'aide de données non observables du marché.

Sommaire des gains latents (pertes latentes) sur les contrats de gestion du risque comptabilisés dans le résultat net

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Gaz naturel	(3,8) \$	(1,9) \$	(15,0) \$	(1,1) \$
Différentiel de fractionnement de LGN	(7,4)	(10,2)	(4,6)	(0,6)
Électricité	2,2	(3,0)	(2,9)	(12,1)
Change	(1,5)	(10,2)	34,5	(32,7)
	(10,5) \$	(25,3) \$	12,0 \$	(46,5) \$

Compensation des actifs dérivés et des passifs dérivés

Certains contrats de gestion du risque d'AltaGas font l'objet d'accords généraux de compensation qui créent un droit juridiquement exécutoire pour qu'une contrepartie compense les actifs financiers et les passifs financiers connexes. Dans le cadre de ces accords généraux de compensation, on peut exiger que de la trésorerie, des lettres de crédit et des garanties de la société mère soient fournies aux contreparties ou obtenues de celles-ci afin d'atténuer le risque de crédit lié aux positions sur instruments dérivés et aux positions sur instruments autres que dérivés. Le solde des garanties est aussi compensé par les positions sur instruments dérivés des contreparties connexes dans la mesure où l'application n'occasionne pas le surdimensionnement de ces positions sur instruments dérivés au bilan.

30 septembre 2018				
	Montants bruts des actifs/passifs comptabilisés	Montants bruts compensés dans le bilan	Compensation des garanties	Montants nets présentés dans le bilan
Actifs de gestion du risque ^a				
Gaz naturel	123,1 \$	(42,0) \$	— \$	81,1 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	1,3	(0,4)	—	0,9
Électricité	30,7	(9,0)	—	21,7
Change	(0,3)	—	—	(0,3)
	154,8 \$	(51,4) \$	— \$	103,4 \$
Passifs de gestion du risque ^b				
Gaz naturel	263,9 \$	(42,0) \$	(12,8) \$	209,1 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	29,8	(0,4)	—	29,4
Électricité	43,5	(9,0)	(12,4)	22,1
	337,2 \$	(51,4) \$	(25,2) \$	260,6 \$

a) Le montant net des actifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des actifs de gestion du risque de 64,1 millions de dollars et le solde (à long terme) des actifs de gestion du risque de 39,3 millions de dollars.

b) Le montant net des passifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des passifs de gestion du risque de 87,0 millions de dollars, le solde (à long terme) des passifs de gestion du risque de 172,5 millions de dollars et le solde des dérivés intégrés dans les créateurs de 1,1 million de dollars.

31 décembre 2017				
	Montants bruts des actifs/passifs comptabilisés	Montants bruts compensés dans le bilan	Compensation des garanties	Montants nets présentés dans le bilan
Actifs de gestion du risque ^a				
Gaz naturel	41,0 \$	(6,2) \$	— \$	34,8 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	1,3	(0,3)	—	1,0
Électricité	17,7	(0,7)	—	17,0
Change	1,7	—	—	1,7
	61,7 \$	(7,2) \$	— \$	54,5 \$
Passifs de gestion du risque ^b				
Gaz naturel	35,1 \$	(6,2) \$	— \$	28,9 \$
Différentiel de fractionnement de LGN	25,3	(0,3)	—	25,0
Électricité	14,0	(0,7)	4,2	17,5
	74,4 \$	(7,2) \$	4,2 \$	71,4 \$

a) Le montant net des actifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des actifs de gestion du risque de 38,6 millions de dollars et le solde (à long terme) des actifs de gestion du risque de 15,9 millions de dollars.

b) Le montant net des passifs de gestion du risque dans le bilan comprend le solde (à court terme) des passifs de gestion du risque de 57,6 millions de dollars et le solde (à long terme) des passifs de gestion du risque de 13,8 millions de dollars.

Dépôts en garantie

Le tableau suivant présente les garanties non compensées par des actifs et passifs de gestion du risque :

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Garanties fournies aux contreparties	77,8 \$	— \$
Dépôts en garantie détenus qui représentent une obligation	4,0 \$	— \$

Les garanties fournies qui ne sont pas compensées par des actifs et des passifs de gestion de risque sont incluses dans les «Charges payées d'avance et autres actifs à court terme» aux bilans consolidés. Les garanties reçues qui ne sont pas compensées par des actifs et des passifs de gestion de risque sont incluses dans les «Dépôts des clients» aux bilans consolidés.

Certains instruments dérivés renferment des dispositions contractuelles qui exigent que des garanties soient fournies si la note de crédit d'AltaGas ou de certaines de ses filiales chute en deçà d'un niveau donné. Le tableau ci-après présente la juste valeur globale de tous les instruments dérivés assortis de conditions liées au risque de crédit qui sont dans une position de passif ainsi que le montant maximal des garanties qui devraient être fournies si les conditions liées au risque de crédit les plus intrusives qui sous-tendent ces accords n'étaient pas respectées :

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Passifs de gestion du risque assortis de conditions liées au risque de crédit	7,9 \$	— \$
Exigences de garanties possibles maximales	1,4 \$	— \$

Résumé du volume théorique

Le tableau qui suit présente le volume théorique des contrats sur les prix des produits de base en cours de la Société :

	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Gaz naturel		
Ventes	859 214 213 GJ	94 804 039 GJ
Achats	1 674 993 508 GJ	61 980 315 GJ
Swaps	621 061 437 GJ	6 039 642 GJ
Différentiel de fractionnement de LGN		
Swaps sur propane	2 220 618 b/j	1 992 927 b/j
Swaps sur butane	181 582 b/j	130 088 b/j
Swaps sur pétrole brut	409 546 b/j	518 665 b/j
Swaps sur gaz naturel	12 370 977 GJ	11 428 515 GJ
Électricité		
Ventes	4 449 998 MWh	2 169 321 MWh
Achats	2 936 481 MWh	17 520 MWh
Swaps	6 922 518 MWh	1 563 160 MWh

Change

AltaGas peut désigner sa dette libellée en dollars américains à titre de couvertures des investissements nets de ses filiales américaines. Au 30 septembre 2018, AltaGas avait désigné des titres de créance en cours d'un montant de 2 438,3 millions de dollars américains à titre de couvertures des investissements nets (néant au 31 décembre 2017). Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, AltaGas a enregistré des gains latents après impôts de 37,4 millions de dollars résultant de la conversion de la dette dans les autres éléments du résultat étendu (gains latents après impôts de néant et 6,8 millions de dollars, respectivement, en 2017).

De plus, pour atténuer le risque de change associé au prix d'acquisition au comptant de WGL, AltaGas a conclu des options de change d'une valeur notionnelle totale de 1,2 milliard de dollars américains qui sont arrivées à échéance en mai 2018. Ces options de change n'étaient pas admissibles à la comptabilité de couverture. Par conséquent, toutes les variations de juste valeur ont été comptabilisées au bénéfice net. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, des gains latents de néant et 34,3 millions de dollars, respectivement, ainsi qu'une perte réalisée de néant et de 36,0 millions de dollars, respectivement, ont été comptabilisés dans les produits au titre de ces contrats (pertes latentes de 10,3 millions de dollars et 32,2 millions de dollars, respectivement, en 2017). Au cours du deuxième trimestre de 2018, AltaGas a conclu des contrats de change à terme d'une valeur notionnelle totale d'environ 3,2 milliards de dollars américains qui ont été réglés en juillet 2018. Ces dérivés de change ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, des pertes latentes de 1,7 million de dollars et de néant, respectivement, et un gain réalisé de 1,3 million de dollars ont été comptabilisés en résultat net au titre de ces contrats à terme (néant en 2017).

Conditions météorologiques

De temps à autre, WGL Energy Services utilise les dérivés sur degrés-jours de chauffage («DJC») pour gérer les risques climatiques et les risques liés au prix de ses ventes de gaz naturel et d'électricité au cours de la saison de chauffage. WGL Energy Services utilise également les dérivés sur degrés-jours de réfrigération («DJR») et d'autres dérivés pour gérer les risques climatiques et les risques liés au prix de ses ventes de gaz naturel et d'électricité au cours de la saison de réfrigération. Ces dérivés couvrent une partie des produits estimatifs ou de l'exposition des coûts liés à l'énergie aux variations des degrés-jours de chauffage ou de réfrigération. Pour la période allant de la clôture de l'acquisition de WGL au 30 septembre 2018, des pertes avant impôt de 1 million de dollars ont été comptabilisées relativement à ces instruments (néant en 2017).

16. CAPITAUX PROPRES

Autorisation

AltaGas est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote. AltaGas est également autorisée à émettre des actions privilégiées ne dépassant pas 50 % des droits de vote rattachés aux actions ordinaires émises et en circulation.

Régime de réinvestissement des dividendes, d'achat au comptant facultatif et Premium Dividend^{MC} (RRD ou le Régime)

Le Régime comprend trois composantes : une composante Premium Dividend^{MC}, une composante réinvestissement des dividendes et une composante achat au comptant facultatif.

Le Régime offre aux porteurs d'actions ordinaires admissibles la possibilité, à leur gré, 1) de réinvestir les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires afin d'acquérir de nouvelles actions ordinaires à un escompte de 3 % par rapport au cours moyen du marché (défini ci-après) de ces actions ordinaires à la date de paiement du dividende applicable (la composante réinvestissement des dividendes du Régime) ou 2) de réinvestir les dividendes en espèces versés par AltaGas sur les actions ordinaires afin d'acquérir de nouvelles actions ordinaires à un escompte de 3 % par rapport au cours moyen du marché (défini ci-après) à la date de paiement du dividende applicable et d'échanger ces actions ordinaires supplémentaires d'AltaGas contre un paiement au comptant égal à 101 % du montant réinvesti (la composante Premium Dividend^{MC} du Régime).

Le Régime offre également aux actionnaires qui sont inscrits à la composante réinvestissement des dividendes du Régime la possibilité d'acquérir de nouvelles actions ordinaires au cours moyen du marché (sans escompte) à la date de paiement du dividende applicable (la composante achat au comptant facultatif du Régime).

^{MC} Indique une marque de commerce de Corporation Cannaccord Genuity.

Chacune des composantes du Régime est assujettie, dans certains cas, à la répartition au prorata et à d'autres restrictions liées à la disponibilité de nouvelles actions ordinaires. Le «cours moyen du marché» à une date précise de paiement du dividende correspond à la moyenne arithmétique (calculée à quatre décimales) du cours moyen pondéré en fonction du volume quotidien des actions ordinaires négociées à la Bourse de Toronto pour les jours de Bourse où au moins un lot régulier d'actions ordinaires est négocié au cours des 10 jours ouvrables immédiatement avant la date de paiement du dividende applicable. Ces cours seront ajustés de façon appropriée en cas de certains changements apportés au capital, dont des fractionnements des actions ordinaires, des regroupements d'actions ordinaires, certains placements de droits de souscription et certains dividendes. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada n'ont pas le droit de prendre part à la composante Premium Dividend^{MC} du Régime. Les actionnaires résidant à l'extérieur du Canada (mais pas aux États-Unis) ont le droit de prendre part à la composante réinvestissement des dividendes ou à la composante achat au comptant facultatif du Régime seulement si leur participation est autorisée par les lois de leur territoire de résidence et si AltaGas juge, à sa seule discrétion, que ces lois n'entraînent pas pour le Régime ou pour AltaGas des obligations légales ou réglementaires additionnelles. Avec prise d'effet le 18 décembre 2018, la composante Premium Dividend^{MC} du Régime est suspendue.

Actions ordinaires émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant
1 ^{er} janvier 2017	166 906 833	3 773,4 \$
Actions émises au comptant à l'exercice d'options	240 125	6,5
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	—	(8,3)
Actions émises en vertu du RRD	8 132 258	236,3
31 décembre 2017	175 279 216	4 007,9
Actions émises à la conversion de reçus de souscription, après frais d'émission	84 510 000	2 321,1
Actions émises au comptant à l'exercice d'options	46 775	1,1
Impôts reportés sur les frais d'émission d'actions	—	13,3
Actions émises en vertu du RRD	9 036 649	223,5
Émises et en circulation au 30 septembre 2018	268 872 640	6 566,9 \$

Actions privilégiées

Aux	30 septembre 2018		31 décembre 2017	
Émises et en circulation	Nombre d'actions	Montant	Nombre d'actions	Montant
Série A	5 511 220	137,8 \$	5 511 220	137,8 \$
Série B	2 488 780	62,2	2 488 780	62,2
Série C	8 000 000	205,6	8 000 000	205,6
Série E	8 000 000	200,0	8 000 000	200,0
Série G	8 000 000	200,0	8 000 000	200,0
Série I	8 000 000	200,0	8 000 000	200,0
Série K	12 000 000	300,0	12 000 000	300,0
Washington Gas				
Série à 4,80 \$	150 000	19,7	—	—
Série à 4,25 \$	70 600	9,4	—	—
Série à 5,00 \$	60 000	7,9	—	—
Frais d'émission d'actions, après impôts		(27,9)		(27,9)
Ajustement lié à la juste valeur à l'acquisition de WGL (note 3)		4,1		—
	52 280 600	1 318,8 \$	52 000 000	1 277,7 \$

^{MC} Indique une marque de commerce de Corporation Cannaccord Genuity.

Dans le cadre de l'acquisition de WGL, AltaGas a repris les actions privilégiées de Washington Gas. Washington Gas a trois séries d'actions privilégiées à dividende cumulatif en circulation et chaque série peut faire l'objet d'un rachat par Washington Gas.

	Rendement courant	Dividende annuel par action	Prix de rachat par action
Washington Gas			
Série à 4,80 \$	4,41 %	4,80 \$ US	101 \$ US
Série à 4,25 \$	4,41 %	4,25 \$ US	105 \$ US
Série à 5,00 \$	4,41 %	5,00 \$ US	102 \$ US

Régime d'options sur actions

AltaGas a un régime d'options sur actions en vertu duquel les employés et les administrateurs sont admissibles à recevoir des attributions. Au 30 septembre 2018, 21 974 766 actions étaient réservées pour émission en vertu de ce régime. Au 30 septembre 2018, les options sur actions attribuées en vertu du régime avaient une durée à l'échéance de six à dix ans, et les droits rattachés aux actions pouvaient être acquis sur une période d'au plus quatre ans.

Au 30 septembre 2018, la juste valeur non comptabilisée de la charge de rémunération à base d'options sur actions associée aux périodes futures était de 1,2 million de dollars (1,3 million de dollars au 31 décembre 2017).

Le tableau qui suit résume l'information sur les options sur actions de la Société :

Aux	30 septembre 2018		31 décembre 2017	
	Options en cours		Options en cours	
	Nombre d'options	Prix d'exercice ^a	Nombre d'options	Prix d'exercice ^a
Options sur actions en cours au début de la période	4 533 761	32,35 \$	4 119 386	32,39 \$
Attribuées	516 825	26,32	848 000	30,80
Exercées	(46 775)	22,13	(240 125)	24,63
Confisquées	(111 813)	31,77	(193 500)	36,36
Expirées	(3 000)	26,23	—	—
Options sur actions en cours à la fin de la période	4 888 998	31,82 \$	4 533 761	32,35 \$
Options sur actions exerçables à la fin de la période	3 497 109	32,25 \$	3 326 197	31,93 \$

a) Moyenne pondérée.

Au 30 septembre 2018, la valeur intrinsèque globale de toutes les options sur actions exerçables s'élevait à 1,0 million de dollars (6,0 millions de dollars au 31 décembre 2017), la valeur intrinsèque globale des options en cours était de 1,0 million de dollars (6,0 millions de dollars au 31 décembre 2017) et la valeur intrinsèque globale des options sur actions exercées s'établissait à 0,2 million de dollars (1,4 million de dollars au 31 décembre 2017).

Le tableau suivant résume le régime d'options sur actions des employés au 30 septembre 2018 :

	Options en cours			Options exerçables		
	Nombre d'options en cours	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle restante moyenne pondérée	Nombre d'options exerçables	Prix d'exercice moyen pondéré	Durée contractuelle restante moyenne pondérée
14,24 \$ à 18,00 \$	150 250	15,12 \$	0,53	150 250	15,12 \$	0,53
18,01 \$ à 25,08 \$	444 700	20,75	2,08	444 700	20,75	2,08
25,09 \$ à 50,89 \$	4 294 048	33,55	3,58	2 902 159	34,89	3,07
	4 888 998	31,82 \$	3,35	3 497 109	32,25 \$	2,84

Régime incitatif à moyen terme (RIMT) et régime d'unités d'actions différées (RUAD)

AltaGas a un RIMT à l'intention de ses employés et dirigeants qui comprend des unités subalternes (US) et des unités liées au rendement (UR) comportant des périodes d'acquisition des droits qui s'échelonnent de 36 à 44 mois à compter de la date d'attribution. De plus, AltaGas a un RUAD qui permet l'attribution d'unités d'actions différées (UAD) aux administrateurs, dirigeants et employés. Les droits rattachés aux UAD attribuées en vertu du RUAD sont acquis immédiatement, mais les UAD sont réglées lorsque l'administrateur quitte ses fonctions.

UR, US et UAD	30 septembre 2018	31 décembre 2017
<i>(nombre d'unités)</i>		
Solde au début de la période	564 549	364 839
Attribuées	142 665	386 126
Unités supplémentaires ajoutées selon le facteur de rendement	—	24 301
Comportant des droits acquis et réglées	(65 762)	(221 775)
Confisquées	(39 213)	(27 279)
Unités en guise de dividendes	36 518	38 337
En cours à la fin de la période	638 757	564 549

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, la charge de rémunération comptabilisée au titre du RIMT et du RUAD a représenté un recouvrement de 0,2 million de dollars et une charge de 2,7 millions de dollars, respectivement (charge de 1,8 million de dollars et 5,0 millions de dollars, respectivement, en 2017). Au 30 septembre 2018, la charge de rémunération non comptabilisée liée à la période d'acquisition des droits résiduelle en vertu du RIMT était de 7,2 millions de dollars (8,4 millions de dollars au 31 décembre 2017) et devrait être comptabilisée sur la période d'acquisition des droits.

17. BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE) PAR ACTION ORDINAIRE

Le calcul du bénéfice net (de la perte nette) par action ordinaire est présenté dans le tableau suivant :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Numérateur :				
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux participations donnant le contrôle	(709,3) \$	33,1 \$	(626,3) \$	86,2 \$
Moins : dividendes sur actions privilégiées	(16,9)	(15,6)	(49,7)	(45,1)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires	(726,2) \$	17,5 \$	(676,0) \$	41,1 \$
Dénominateur :				
<i>(en millions)</i>				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation	261,3	171,9	206,0	169,9
Instruments de capitaux propres dilutifs ^a	0,1	0,2	0,1	0,3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation – dilué	261,4	172,1	206,1	170,2
Bénéfice net (perte nette) de base par action ordinaire	(2,78) \$	0,10 \$	(3,28) \$	0,24 \$
Bénéfice net (perte nette) dilué(e) par action ordinaire	(2,78) \$	0,10 \$	(3,28) \$	0,24 \$

a) Comprennent toutes les options dont le prix d'exercice est inférieur au cours moyen des actions ordinaires d'AltaGas au cours des périodes visées.

Pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018, 4,3 millions et 4,1 millions d'options sur actions, respectivement (3,8 millions d'options sur actions et 2,9 millions d'options sur actions, respectivement, en 2017), ont été exclues du calcul du bénéfice net (de la perte nette) par action dilué car leur effet n'était pas dilutif.

18. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

Engagements

AltaGas est partie à des ententes d'achat et de transport de gaz naturel à long terme, des contrats de service, des contrats de stockage et des contrats de location-exploitation pour des bureaux, du matériel de bureau, des wagons et des véhicules, tous ayant été conclus au cours du marché dans le cours normal des activités.

Par suite de l'acquisition de WGL, les engagements d'AltaGas aux termes de contrats de location-exploitation ont augmenté d'environ 169,3 millions de dollars.

Les services publics d'AltaGas (dont Washington Gaz) ont conclu des contrats visant l'achat, le transport et les services de stockage de gaz naturel auprès de divers fournisseurs, afin de s'assurer un approvisionnement adéquat en gaz naturel pour répondre aux besoins des clients et réduire au minimum l'exposition aux fluctuations des prix du marché. Les dates d'échéance de ces contrats s'échelonnent de 2018 à 2044. En outre, WGL Energy Services conclut des contrats visant l'achat de gaz naturel et d'électricité conçus pour correspondre à la durée de ses engagements de vente et pour garantir une marge à l'égard des ventes estimées sur la durée des contrats de vente existants. WGL Midstream conclut des contrats dans le but d'acquérir des actifs de stockage et de transport de gaz naturel, d'investir dans ces actifs, de les gérer et de les optimiser. Par suite de l'acquisition de WGL, les engagements d'AltaGas en matière d'achat, de transport et de stockage de gaz naturel ont augmenté d'environ 45 milliards de dollars, dont la majeure partie pour 2023 et par la suite. De plus, les contrats d'achat d'électricité d'AltaGas ont augmenté d'environ 873,4 millions de dollars par suite de l'acquisition de WGL.

Dans le cadre de l'acquisition de WGL, AltaGas et WGL ont pris des engagements totalisant près de 150,0 millions de dollars américains en lien avec les modalités de l'accord de règlement de la Public Service Commission du district de Columbia et les conditions d'approbation de la Maryland Public Service Commission et de la Commonwealth of Virginia State Corporation Commission. Ces engagements comprennent des crédits liés à la tarification de 56,4 millions de dollars américains à distribuer aux clients résidentiels et non résidentiels, des projets d'expansion des gazoducs et d'autres programmes dans les comtés du Maryland pour un montant approximatif de 57,1 millions de dollars américains, divers engagements d'intérêt public totalisant près de 33,3 millions de dollars américains, des programmes de sécurité d'environ 2,8 millions de dollars américains et une étude sur la production de gaz naturel renouvelable de quelque 0,4 million de dollars américains. Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a versé une tranche d'environ 80,0 millions de dollars américains de ses engagements réglementaires.

AltaGas s'est aussi engagée à verser environ 13 millions de dollars américains en primes de maintien aux membres de la haute direction et en indemnités de départ aux hauts dirigeants qui partiront à la retraite, et pourrait effectuer des paiements additionnels dans l'avenir. Au troisième trimestre de 2018, AltaGas a versé environ 7,0 millions de dollars américains en primes de maintien et en indemnités de départ.

En 2017, AltaGas a conclu un contrat de 12 ans pour des services de remorquage afin de soutenir les opérations maritimes de RIPET. AltaGas est tenue de verser environ 60,1 millions de dollars en frais fixes et variables sur toute la durée du contrat.

Le 4 octobre 2017, Heritage Gas a signé une entente préalable dans le but de conclure un contrat à long terme (22 ans) avec Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS), lequel vise une capacité de transport de gaz naturel entre le carrefour Dawn en Ontario et la Nouvelle-Écosse sur le réseau de Maritimes and Northeast Pipeline (M&NP). L'entente préalable avec PNGTS était sous réserve du respect par Heritage Gas d'une condition préalable, soit l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation au plus tard le 31 juillet 2018 pour assurer la conclusion du contrat. Le 1^{er} juin 2018, Heritage Gas a reçu du Nova Scotia Utility and Review Board (NSUARB) l'approbation pour la conclusion de ce contrat et le recouvrement de certains coûts connexes auprès de ses clients au moyen de tarifs réglementés. Le contrat entrera en vigueur le 1^{er} novembre 2018.

En 2014, la centrale Blythe d'AltaGas a conclu un contrat de service à long terme avec Siemens visant la prestation de divers services de mise à niveau et d'entretien des turbines à combustion à la centrale Blythe. La durée contractuelle de l'entente est de 124 000 heures équivalent pleine puissance, ou 25 ans, selon la première éventualité. Au 30 septembre 2018, il était prévu qu'environ 191,7 millions de dollars devaient être payés au cours des 18 prochaines années, dont un montant de 59,8 millions de dollars devrait être payé au cours des cinq prochaines années.

En 2009, AltaGas a conclu une entente de stockage de 20 ans au carrefour Dawn dans le sud-ouest de l'Ontario. AltaGas est tenue de verser environ 3,5 millions de dollars par année sur toute la durée du contrat pour des services de stockage.

En 2007, AltaGas a conclu un contrat de service et d'entretien avec Enercon GmbH pour les éoliennes de Bear Mountain. AltaGas a l'obligation de payer un minimum de 6,3 millions de dollars au cours des quatre prochaines années.

Garanties

En octobre 2014, Heritage Gas Limited, filiale en propriété exclusive d'AltaGas, a conclu un contrat de service ferme avec Enbridge Inc. (auparavant Spectra Energy Corp.) visant l'utilisation de l'agrandissement de ses réseaux d'Algonquin Gas Transmission et Maritimes & Northeast Pipeline (le projet Atlantic Bridge). Le contrat prendra effet au moment de l'achèvement de la construction des pipelines et viendra à échéance 15 ans après. AltaGas a fourni deux garanties en cours totalisant 91,7 millions de dollars américains à l'égard de ses obligations de paiement en vertu du contrat.

WGL a garanti des paiements principalement à l'égard d'engagements pour le compte de certaines filiales. WGL a également garanti des paiements pour certains partenaires externes. Au 30 septembre 2018, WGL n'avait aucune garantie à des parties externes.

Passifs éventuels

AltaGas et ses filiales font l'objet d'actions en justice et de poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il soit impossible de prédire avec certitude l'issue de ces actions en justice et poursuites, la Société est d'avis que leur règlement n'aura pas d'incidence importante sur sa situation financière ou ses résultats d'exploitation consolidés.

L'acquisition de WGL a donné lieu aux passifs éventuels suivants pour AltaGas :

Contrat avec Antero

Washington Gas et WGL Midstream ont chacune conclu un contrat en juin 2014 avec Antero Resources Corporation (Antero) pour l'achat de gaz auprès d'Antero à des prix établis selon un indice et à un point de livraison précis figurant au contrat respectif. Cependant, depuis le début des livraisons, le prix payé selon l'indice est supérieur à la juste valeur de marché au même point de livraison, ce qui a entraîné pour les entités de WGL des pertes d'environ 29,6 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 dans cette situation, sauf si Antero avait décidé elle-même de vendre du gaz à un prix inférieur au 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 payaient 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 sur cette question. La Cour de l'État a accueilli la requête d'Antero de rejeter l'affaire; toutefois, la Cour d'appel a infirmé la décision de la Cour de district de rejeter la plainte de WGL en octobre 2018 et a renvoyé l'affaire devant la Cour de district.

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 précisés, 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 30 septembre 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.

Incident survenu à Silver Spring au Maryland

Washington Gas continue d'apporter son soutien dans le cadre de 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. D'autres informations seront fournies par le NTSB en temps opportun. Un total de 40 poursuites civiles liées à cet incident ont été intentées contre WGL et Washington Gas devant la Montgomery County Circuit Court, au Maryland. Toutes ces poursuites visent à obtenir des dommages-intérêts non précisés pour des blessures corporelles ou des dommages matériels. Le recours collectif initial intenté contre WGL et Washington Gas a été modifié afin de faire valoir les réclamations liées aux dommages matériels et à la perte de jouissance. WGL maintient une assurance responsabilité civile complémentaire auprès de sociétés d'assurance de premier ordre, sous réserve d'une franchise autoassurée minimale, et elle prévoit que cette assurance suffira à couvrir toute obligation importante pouvant découler de cet incident. La direction est dans l'incapacité de déterminer l'étendue des pertes potentielles qui pourraient raisonnablement être subies et n'a donc pas comptabilisé une provision pour cet incident. Washington Gas a été invitée par le NTSB à participer à l'enquête et, à ce titre, continue de collaborer étroitement avec le NTSB pour l'aider à déterminer la cause de l'incident.

19. RÉGIMES DE RETRAITE ET PRESTATIONS DE RETRAITE

Les coûts des régimes de retraite à prestations déterminées et d'avantages complémentaires de retraite sont fondés sur les estimations de la direction du taux de rendement futur sur la juste valeur des actifs des régimes de retraite, de l'augmentation des salaires, des taux de mortalité et d'autres facteurs ayant une incidence sur le paiement des prestations futures.

Les régimes de retraite à prestations déterminées et les régimes d'avantages complémentaires de retraite qui suivent ont été acquis dans le cadre de l'acquisition de WGL :

Régimes de retraite à prestations déterminées

- Régime de retraite admissible – Washington Gas offre un régime de retraite non contributif à prestations déterminées en fiducie admissible visant la plupart des employés actifs de Washington Gas et des anciens employés de celle-ci y ayant acquis des droits ainsi que certains employés de filiales de WGL. Les employés embauchés le 1^{er} janvier 2010 ou par la suite n'ont pas le droit de participer au régime non contributif à prestations déterminées.
- Régime de retraite complémentaire des dirigeants (RRCD à PD) – Plusieurs dirigeants de Washington Gas participent au RRCD à PD non capitalisé, un régime de retraite non admissible. Depuis le 1^{er} janvier 2010, le RRCD à PD n'accueille plus de nouveaux participants.
- Régime de reconstitution des prestations déterminées (régime de reconstitution des PD) – Un régime non capitalisé de reconstitution des prestations déterminées qui a pour objet d'offrir des prestations et avantages complémentaires de retraite à un groupe fermé d'employés de direction de Washington Gas.

Régimes d'avantages complémentaires de retraite

- Assurance vie – Washington Gas offre de l'assurance vie à ses employés retraités de même qu'à certains employés des filiales de WGL.
- Assurance pour soins médicaux – Washington Gas offre de l'assurance pour soins médicaux, médicaments d'ordonnance et soins dentaires au moyen de régimes de types Preferred Provider Organization (PPO) ou Health Maintenance Organization (HMO) pour les retraités admissibles et leurs personnes à charge qui ne reçoivent pas déjà des prestations du régime Medicare.
- Compte de remboursement des soins de santé – Aux termes de ce nouveau régime, les retraités de 65 ans et plus et leurs personnes à charge reçoivent annuellement une aide financière en vue de faciliter la souscription d'assurance pour soins médicaux, médicaments d'ordonnance et soins dentaires additionnelle sur le marché.

Des fiducies permettant le report d'impôt (*rabbi trusts*) ont été capitalisées pour s'acquitter des obligations en matière d'avantages sociaux des employés relativement aux divers régimes de retraite de WGL, pour un total de 84,2 millions de dollars. Ces soldes sont inclus aux postes «Charges payées d'avance et autres actifs à court terme» et «Placements à long terme et autres actifs» dans les bilans consolidés.

La charge de retraite nette par type de régime pour la période se présente comme suit :

Trois mois clos le 30 septembre 2018						
	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus au cours de l'exercice ^a	2,4 \$	0,2 \$	6,5 \$	2,2 \$	8,9 \$	2,4 \$
Intérêts débiteurs ^b	1,3	0,1	16,5	4,8	17,8	4,9
Rendement prévu des actifs des régimes ^b	(1,5)	(0,1)	(21,0)	(9,6)	(22,5)	(9,7)
Amortissement de la perte actuarielle nette ^b	0,2	—	—	—	0,2	—
Amortissement d'un actif réglementaire ^b	0,4	—	1,9	—	2,3	—
Charge (crédit) de retraite, montant net	2,8 \$	0,2 \$	3,9 \$	(2,6) \$	6,7 \$	(2,4) \$

a) Inclus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» dans les états des résultats consolidés.

b) Inclus au poste «Autres produits» dans les états des résultats consolidés.

Neuf mois clos le 30 septembre 2018

	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus au cours de l'exercice ^a	7,4 \$	0,6 \$	11,4 \$	3,6 \$	18,8 \$	4,2 \$
Intérêts débiteurs ^b	4,1	0,4	23,6	6,7	27,7	7,1
Rendement prévu des actifs des régimes ^b	(4,8)	(0,2)	(32,9)	(13,0)	(37,7)	(13,2)
Réduction du régime ^b	(1,0)	(0,2)	—	—	(1,0)	(0,2)
Amortissement du coût des services passés ^b	0,1	—	—	—	0,1	—
Amortissement de la perte actuarielle nette ^b	0,5	—	—	—	0,5	—
Amortissement d'un actif réglementaire ^b	1,1	—	5,6	0,1	6,7	0,1
Charge (crédit) de retraite, montant net	7,4 \$	0,6 \$	7,7 \$	(2,6) \$	15,1 \$	(2,0) \$

a) Inklus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» dans les états des résultats consolidés.

b) Inklus au poste «Autres produits» dans les états des résultats consolidés.

Trois mois clos le 30 septembre 2017

	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus au cours de l'exercice ^a	2,0 \$	0,2 \$	1,7 \$	0,4 \$	3,7 \$	0,6 \$
Intérêts débiteurs ^b	1,4	0,2	2,8	0,7	4,2	0,9
Rendement prévu des actifs des régimes ^b	(1,5)	(0,1)	(3,9)	(1,1)	(5,4)	(1,2)
Amortissement de la perte actuarielle nette ^b	0,2	—	—	—	0,2	—
Amortissement d'un actif ou d'un passif réglementaire ^b	0,3	—	1,6	(0,1)	1,9	(0,1)
Charge (crédit) de retraite, montant net	2,4 \$	0,3 \$	2,2 \$	(0,1) \$	4,6 \$	0,2 \$

a) Inklus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» dans les états des résultats consolidés.

b) Inklus au poste «Autres produits» dans les états des résultats consolidés.

Neuf mois clos le 30 septembre 2017

	Canada		États-Unis		Total	
	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite	Prestations déterminées	Avantages complémentaires de retraite
Coût des services rendus au cours de l'exercice ^a	5,8 \$	0,5 \$	5,3 \$	1,2 \$	11,1 \$	1,7 \$
Intérêts débiteurs ^b	4,3	0,5	8,7	2,2	13,0	2,7
Rendement prévu des actifs des régimes ^b	(4,4)	(0,2)	(12,1)	(3,5)	(16,5)	(3,7)
Règlement du régime ^b	—	—	—	(0,1)	—	(0,1)
Amortissement du coût des services passés ^b	0,1	—	—	—	0,1	—
Amortissement de la perte actuarielle nette ^b	0,6	—	—	—	0,6	—
Amortissement d'un actif ou d'un passif réglementaire ^b	0,9	0,1	4,9	(0,2)	5,8	(0,1)
Charge (crédit) de retraite, montant net	7,3 \$	0,9 \$	6,8 \$	(0,4) \$	14,1 \$	0,5 \$

a) Inclus au poste «Charges d'exploitation et d'administration» dans les états des résultats consolidés.

b) Inclus au poste «Autres produits» dans les états des résultats consolidés.

20. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Les taux d'imposition effectifs pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été d'environ 23,7 % et 24,3 %, respectivement (28,2 % et 31,6 %, respectivement, en 2017). La diminution du taux d'imposition effectif pour les trois mois et les neuf mois clos le 30 septembre 2018 a été principalement attribuable à la baisse du taux d'imposition fédéral américain, lequel est passé de 35 % à 21 %. En outre, les coûts de transaction non déductibles liés à l'acquisition de WGL engagés au cours des neuf premiers mois de 2018 ont été moins élevés que ceux des neuf premiers mois de 2017. Cette baisse a été contrebalancée par une augmentation de la charge d'impôt à l'égard de positions fiscales incertaines au cours du premier trimestre de 2018.

21. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations des actifs et passifs d'exploitation :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Sources (affectations) de fonds				
Débiteurs	9,2 \$	(20,3) \$	139,4 \$	77,0 \$
Stocks	(134,5)	(51,8)	(95,9)	1,3
Autres actifs à court terme	(45,3)	(1,0)	(34,6)	12,0
Actifs réglementaires (à court terme)	(8,1)	(0,4)	(8,6)	(0,5)
Créditeurs et charges à payer	(88,0)	6,5	(153,9)	(22,8)
Dépôts des clients	33,5	11,4	22,5	(1,6)
Passifs réglementaires (à court terme)	2,1	(1,5)	13,5	(9,8)
Autres passifs à court terme	(4,1)	1,4	(9,2)	4,3
Autres actifs et passifs d'exploitation	(18,0)	13,1	(58,6)	(48,0)
Variations des actifs et passifs d'exploitation	(253,2) \$	(42,6) \$	(185,4) \$	11,9 \$

Les paiements au comptant ci-après ont été inclus dans le calcul du bénéfice :

	Trois mois clos les 30 septembre		Neuf mois clos les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Intérêts payés (moins les intérêts capitalisés)	106,7 \$	33,2 \$	189,2 \$	121,4 \$
Impôts sur les bénéfices payés	6,8 \$	6,0 \$	27,9 \$	29,5 \$

Le tableau suivant présente un rapprochement de la trésorerie et du solde des liquidités soumises à restrictions :

Aux 30 septembre	2018	2017
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14,1 \$	25,1 \$
Liquidités soumises à restrictions provenant de clients – à court terme	3,8	7,7
Liquidités soumises à restrictions provenant de clients – à long terme	5,8	7,5
Liquidités soumises à restrictions incluses au poste «Charges payées d'avance et autres actifs à court terme» ^a	26,2	—
Liquidités soumises à restrictions incluses au poste «Placements à long terme et autres actifs» ^a	58,0	—
Trésorerie, équivalents de trésorerie et liquidités soumises à restrictions selon l'état des flux de trésorerie consolidé	107,9 \$	40,3 \$

a) Les soldes de liquidités soumises à restrictions incluses au poste «Charges payées d'avance et autres actifs à court terme» et au poste «Placements à long terme et autres actifs» ont trait aux fiducies permettant le report d'impôt liées aux régimes de retraite de WGL (note 19). À la date de l'acquisition de WGL, ces soldes s'élevaient à 81,0 millions de dollars.

22. CARACTÈRE SAISONNIER

Les activités du secteur Services publics sont grandement saisonnières, le gaz naturel étant surtout livré en hiver, au cours de la saison de chauffage. Les ventes de gaz augmentent en hiver, ce qui donne lieu à de meilleurs résultats aux premier et quatrième trimestres et à des résultats inférieurs aux deuxième et troisième trimestres.

L'électricité des centrales hydroélectriques au fil de l'eau Forrest Kerr, Volcano Creek et McLymont Creek est essentiellement produite entre le milieu du deuxième trimestre et le début du quatrième trimestre, ce qui donne lieu à des résultats inférieurs aux premier et quatrième trimestres.

De plus, les ventes de gaz et d'énergie dans le cadre des activités de commercialisation au détail de WGL Energy Services sont saisonnières : les ventes d'électricité sont plus élevées l'été et pendant les périodes de pointe de l'hiver et les ventes de gaz naturel sont plus élevées l'hiver.

23. INFORMATIONS SECTORIELLES

AltaGas possède et exploite un portefeuille d'actifs et de services servant à acheminer l'énergie de la source au consommateur. Les quatre secteurs d'exploitation de la Société sont décrits ci-dessous :

Gaz	– usines de traitement et d'extraction de LGN – transport de gaz naturel et de LGN par pipelines – réseaux de collecte de gaz naturel et installations de traitement sur place – achat et vente de gaz naturel, y compris la vente aux utilisateurs des secteurs commercial et industriel – installations de stockage de gaz naturel – terminal de gaz de pétrole liquéfié (GPL) actuellement en construction – services de commercialisation de gaz naturel et de LGN – placement dans des titres de capitaux propres de Petrogas, une entité nord-américaine qui offre des services de commercialisation, de stockage et de distribution de LGN, de fluides de forage, de pétrole brut et de condensats de dilution – une participation dans quatre gazoducs réglementés dans la formation gazière Marcellus/Utica – activités de commercialisation au détail de gaz naturel de WGL
Électricité	– actifs de production d'électricité de centrales alimentées au gaz naturel, à l'énergie éolienne et à la biomasse et de centrales hydroélectriques conformément à des EAE à long terme, en service ou en développement – stockage d'énergie – actifs de production décentralisés – vente d'électricité aux utilisateurs des secteurs commercial et industriel en Alberta, à Washington D.C., au Maryland, en Virginie, au Delaware et en Pennsylvanie
Services publics	– actifs de distribution de gaz naturel à tarifs réglementés au Michigan, en Alaska, dans le District de Columbia, au Maryland, en Virginie, en Alberta, en Colombie-Britannique et en Nouvelle-Écosse – installations de stockage de gaz naturel à tarifs réglementés au Michigan, en Alaska et en Virginie
Siège social	– coûts liés à la prestation de services généraux, au financement et aux frais généraux du siège social, aux placements dans certaines entités ouvertes et fermées, aux actifs du siège social, au financement des autres secteurs d'exploitation et à l'incidence des variations de la juste valeur de certains contrats de gestion du risque. Lorsque les contrats de gestion du risque sont réglés, les gains et les pertes réalisés sont comptabilisés dans le secteur auquel les instruments dérivés se rapportent.

Le tableau suivant présente un rapprochement entre les produits sectoriels et le tableau de ventilation des produits tel qu'il est présenté à la note 14 des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités :

Trois mois clos le 30 septembre 2018					
	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Produits externes (note 11)	305,6 \$	441,0 \$	309,5 \$	(14,7) \$	1 041,4 \$
Produits intersectoriels	7,5	2,6	4,2	(0,1)	14,2
Produits sectoriels	313,1 \$	443,6 \$	313,7 \$	(14,8) \$	1 055,6 \$

Neuf mois clos le 30 septembre 2018					
	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Produits externes (note 11)	864,8 \$	752,1 \$	942,1 \$	(29,4) \$	2 529,6 \$
Produits intersectoriels	81,0	6,4	5,5	(0,1)	92,8
Produits sectoriels	945,8 \$	758,5 \$	947,6 \$	(29,5) \$	2 622,4 \$

Les tableaux suivants présentent la composition par secteur :

Trois mois clos le 30 septembre 2018						
	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle ^a	Total
Produits sectoriels	313,1 \$	443,6 \$	313,7 \$	(14,8) \$	(14,2) \$	1 041,4 \$
Coût des produits vendus	(202,7)	(289,4)	(90,5)	—	11,5	(571,1)
Charges d'exploitation et d'administration	(51,8)	(50,1)	(386,5)	(10,3)	2,8	(495,9)
Charges de désactualisation	(1,0)	(1,6)	—	—	—	(2,6)
Amortissement	(19,3)	(38,3)	(61,8)	(3,1)	—	(122,5)
Provision pour actifs (note 9)	(151,5)	(352,2)	(193,7)	—	—	(697,4)
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	10,2	1,8	0,6	—	—	12,6
Autres produits (pertes)	10,3	0,9	(9,6)	10,2	(0,1)	11,7
Gains de change	(0,1)	—	—	3,1	—	3,0
Intérêts débiteurs	(1,2)	(4,0)	(70,3)	(36,6)	—	(112,1)
Perte avant impôts sur les bénéfices	(94,0)	(289,3)	(498,1)	(51,5)	—	(932,9)
Acquisitions (cessions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	60,5	46,6	258,7	1,0	—	366,8
Actifs incorporels	1,4	11,4	2,4	1,3	—	16,5

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les montants reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des écarts de change sur les actifs américains.

Neuf mois clos le 30 septembre 2018

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle^a	Total
Produits sectoriels	945,8 \$	758,5 \$	947,6 \$	(29,5)\$	(92,8)\$	2 529,6 \$
Coût des produits vendus	(634,4)	(436,5)	(448,9)	—	86,1	(1 433,7)
Charges d'exploitation et d'administration	(144,4)	(105,2)	(503,7)	(36,8)	7,1	(783,0)
Charges de désactualisation	(3,1)	(4,9)	(0,1)	—	—	(8,1)
Amortissement	(57,2)	(97,4)	(103,0)	(10,4)	—	(268,0)
Provision pour actifs (note 9)	(151,5)	(352,2)	(193,7)	—	—	(697,4)
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	19,8	4,3	1,3	—	—	25,4
Autres produits (pertes)	0,3	0,9	(5,7)	10,1	(0,4)	5,2
Gains de change	(0,1)	—	—	3,7	—	3,6
Intérêts débiteurs	(1,2)	(4,0)	(70,3)	(122,8)	—	(198,3)
Perte avant impôts sur les bénéfices	(26,0)	(236,5)	(376,5)	(185,7)	—	(824,7)
Acquisitions (cessions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	166,9	57,2	329,8	2,3	—	556,2
Actifs incorporels	3,8	12,1	3,8	2,9	—	22,6

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les montants reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des écarts de change sur les actifs américains.

Trois mois clos le 30 septembre 2017

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle^a	Total
Produits sectoriels	205,4 \$	184,2 \$	152,0 \$	(24,5)\$	(15,6)\$	501,5 \$
Coût des produits vendus	(121,1)	(60,1)	(62,4)	—	13,6	(230,0)
Charges d'exploitation et d'administration	(38,6)	(20,5)	(53,1)	(15,1)	2,1	(125,2)
Charges de désactualisation	(1,0)	(1,7)	—	—	—	(2,7)
Amortissement	(17,1)	(28,9)	(20,1)	(2,9)	—	(69,0)
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	4,4	2,2	0,7	—	—	7,3
Autres produits (pertes)	5,2	—	0,4	0,8	(0,1)	6,3
Gains de change	0,2	—	—	0,2	—	0,4
Intérêts débiteurs	—	—	—	(39,5)	—	(39,5)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	37,4 \$	75,2 \$	17,5 \$	(81,0)\$	— \$	49,1 \$
Acquisitions (cessions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	113,2 \$	1,2 \$	31,9 \$	0,4 \$	— \$	146,7 \$
Actifs incorporels	0,2 \$	11,1 \$	0,2 \$	— \$	— \$	11,5 \$

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les montants reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des écarts de change sur les actifs américains.

Neuf mois clos le 30 septembre 2017

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Élimination inter-sectorielle ^a	Total
Produits sectoriels	741,4 \$	467,7 \$	772,6 \$	(43,5)\$	(126,8)\$	1 811,4 \$
Coût des produits vendus	(476,2)	(173,9)	(405,9)	—	120,5	(935,5)
Charges d'exploitation et d'administration	(125,2)	(67,4)	(165,3)	(69,7)	6,7	(420,9)
Charges de désactualisation	(3,0)	(5,2)	—	—	—	(8,2)
Amortissement	(50,3)	(90,5)	(61,8)	(8,5)	—	(211,1)
Provision pour actifs	—	(1,3)	—	—	—	(1,3)
Quote-part des résultats de placements comptabilisés à la valeur de consolidation	17,1	5,4	1,9	—	—	24,4
Autres produits (pertes)	(5,7)	0,8	3,6	2,8	(0,4)	1,1
Gains de change	0,2	—	—	1,6	—	1,8
Intérêts débiteurs	—	—	—	(126,5)	—	(126,5)
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	98,3 \$	135,6 \$	145,1 \$	(243,8)\$	— \$	135,2 \$
Acquisitions (cessions) nettes :						
Immobilisations corporelles ^b	180,1 \$	13,7 \$	78,8 \$	1,1 \$	— \$	273,7 \$
Actifs incorporels	1,2 \$	12,7 \$	1,3 \$	1,6 \$	— \$	16,8 \$

a) Les transactions intersectorielles sont comptabilisées à la valeur marchande.

b) Les montants des acquisitions nettes d'immobilisations corporelles et des actifs incorporels pourraient ne pas concorder avec les montants reflétés dans les états des flux de trésorerie consolidés en raison du classement de l'acquisition d'entreprises et des écarts de change sur les actifs américains.

Le tableau suivant présente l'écart d'acquisition et le total des actifs par secteur :

	Gaz	Électricité	Services publics	Siège social	Total
Au 30 septembre 2018					
Écart d'acquisition	418,9 \$	199,2 \$	3 285,2 \$	— \$	3 903,3 \$
Actifs sectoriels	5 559,7 \$	4 360,0 \$	12 815,8 \$	222,3 \$	22 957,8 \$
Au 31 décembre 2017					
Écart d'acquisition	152,6 \$	— \$	664,7 \$	— \$	817,3 \$
Actifs sectoriels	3 096,8 \$	3 192,5 \$	3 460,2 \$	282,7 \$	10 032,2 \$

24. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 18 octobre 2018, le prospectus définitif a été déposé le reflétant le prix final de 14,50 \$ l'action ordinaire d'ACI. Le 25 octobre 2018, le PAPE d'ACI a été réalisé avec succès. À la clôture, AltaGas détient environ 45 % des actions ordinaires d'ACI, pourcentage qui pourrait être ramené à environ 37 % si l'option de surallocation est exercée en totalité. À la clôture, le produit total prévu pour AltaGas (y compris 239 millions de dollars provenant de la vente d'actions ordinaires et 635 millions de dollars de titres de créance) est d'environ 874 millions de dollars (avant déduction de la rémunération des preneurs fermes et des frais de prise ferme) et pourrait atteindre environ 910 millions de dollars (avant déduction des commissions et frais de prise ferme) si l'option de surallocation était exercée en totalité. À la clôture du PAPE d'ACI, les actifs visés par le PAPE qui ont été classés comme disponibles à la vente au 30 septembre 2018 ont été déconsolidés des comptes d'AltaGas et la participation d'AltaGas dans ACI a été comptabilisée à la valeur de consolidation.

Les événements postérieurs à la date de clôture sont pris en compte jusqu'au 29 octobre 2018, date de publication des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

Données d'exploitation trimestrielles supplémentaires

(non audité)

	T3 2018	T2-18	T1-18	T4-17	T3-17
PRINCIPALES DONNÉES D'EXPLOITATION					
GAZ					
Total de la capacité d'amenée de gaz traité (mmpc/j) ¹	1 333	1 227	1 553	1 424	1 322
Volumes d'extraction (b/j) ^{1, 2}	60 945	49 728	74 786	68 306	64 026
Différentiels de fractionnement – réalisés (\$/b) ^{1, 3}	15,60	14,98	19,01	18,02	14,96
Différentiels de fractionnement – prix au comptant moyen (\$/b) ^{1, 4}	25,87	22,19	22,25	30,66	21,28
Stocks d'optimisation de gaz naturel (gpc)	36,7	1,3	—	2,5	2,6
Activités de détail de commercialisation de l'énergie de WGL – volumes de ventes de gaz (mmpc)	8 155	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
ÉLECTRICITÉ					
Électricité renouvelable vendue (GWh)	690	504	126	301	681
Électricité conventionnelle vendue (GWh)	1 255	642	842	1 059	992
Facteur de capacité renouvelable (%)	44,6	51,7	8,1	27,5	70,3
Facteur de disponibilité conventionnelle sous contrat (%) ⁵	98,5	97,7	94,5	96,3	99,6
Activités de détail de commercialisation de l'énergie de WGL – volumes de ventes d'électricité (GWh)	3 000	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.
SERVICES PUBLICS					
Services publics au Canada					
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (PJ) ⁶	3,5	5,6	14,1	11,2	3,7
Livraison de gaz naturel – transport (PJ) ⁶	1,1	1,4	1,8	1,6	1,3
Services publics aux États-Unis					
Livraison de gaz naturel – utilisation finale (gpc) ⁶	10,9	12,0	31,0	24,3	5,9
Livraison de gaz naturel – transport (gpc) ⁶	25,7	10,9	13,4	14,2	10,9
Points de service ⁷	1 759 154	580 526	582 871	581 518	575 602
Variation degrés-jours par rapport à la normale – AUI (%) ⁸	80,0	3,9	10,2	4,0	(16,9)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Heritage Gas (%) ⁸	(16,5)	6,7	(8,1)	(4,6)	(20,4)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – SEMCO Gas (%) ⁹	(17,8)	14,8	3,0	4,8	5,7
Variation degrés-jours par rapport à la normale – ENSTAR (%) ⁹	(31,2)	(6,1)	(1,7)	(8,3)	(16,6)
Variation degrés-jours par rapport à la normale – Washington Gas (%) ^{9, 10}	(4,1)	s. o.	s. o.	s. o.	s. o.

1) Moyenne de la période.

2) Inclut les LGN traités par Harmattan au nom de clients.

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

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

5) Calculé comme étant le facteur de disponibilité sous contrat en vertu d'ententes tarifaires à long terme rajusté pour tenir compte des paiements partiels ou des paiements de capacité excédentaire ajoutés ou déduits.

6) Un pétajoule (PJ) équivaut à un million de gigajoules (GJ). Un gpc équivaut à un milliard de pieds cubes.

7) Représente l'ensemble des points de service d'AUI, de PNG, de Heritage Gas et des services publics aux États-Unis, y compris le transport et les secteurs d'activité non réglementés.

8) Un degré-jour pour AUI et Heritage Gas exprime la mesure cumulative selon laquelle la température moyenne d'un jour chute en dessous de 15 degrés Celsius pour AUI et de 18 degrés Celsius pour Heritage Gas. Les degrés-jours normaux sont fondés sur une moyenne mobile de 20 ans. Des variations positives par rapport à la moyenne entraînent une augmentation des volumes de livraison par rapport aux prévisions. La variation des degrés-jours n'a pas d'incidence importante sur les résultats de PNG, la British Columbia Utilities Commission (BCUC) ayant approuvé un mécanisme de stabilisation des tarifs pour ses clients du secteur résidentiel et les petits commerces.

9) Un degré-jour pour les services publics aux États-Unis représente une mesure de la froideur déterminée quotidiennement en nombre de degrés où la température moyenne du jour en question se situe en dessous de 65 degrés Fahrenheit. Les degrés-jours pour une période donnée sont déterminés en ajoutant les degrés-jours obtenus au cours de chaque jour de la période. Les degrés-jours normaux pour une période déterminée sont la moyenne

de degrés-jours pendant les 15 années antérieures pour SEMCO Energy Gas Company, pendant les 10 années antérieures pour ENSTAR et pendant les 30 années antérieures pour Washington Gas.

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

Autres renseignements

DÉFINITIONS

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

À PROPOS D'ALTAGAS

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

Pour obtenir plus de renseignements, veuillez communiquer avec :

Investisseurs

1-877-691-7199

investor.relations@altagas.ca