



Le 16 février 2018

Madame, Monsieur,

C'est avec plaisir que je vous fais parvenir un exemplaire du rapport annuel 2017 de Union Gas Limited (« Union Gas »). Il contient le rapport de gestion, l'énoncé de la responsabilité de la direction à l'égard de la présentation de l'information financière, les états financiers et le répertoire des administrateurs et des membres de la direction de Union Gas. Je vous invite à vous rendre à l'adresse www.sedar.com pour obtenir les versions électroniques des états financiers, des rapports de gestion et des autres documents de Union Gas déposés au cours de l'exercice.

Le président,



Stephen W. Baker

INTRODUCTION

Les termes « nous », « notre », « nos », « Union Gas » et « la Société », tels qu'ils sont utilisés dans le présent rapport, désignent Union Gas Limited, à moins que le contexte ne suggère autre chose. Ces termes sont utilisés à des fins pratiques seulement et ne visent pas à définir précisément l'une ou l'autre des entités juridiques distinctes de Union Gas.

Le rapport de gestion daté du 16 février 2018 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 doit être lu parallèlement aux états financiers audités ainsi qu'aux notes annexes. Les résultats présentés dans ce rapport ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis ») et sont présentés en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Des renseignements additionnels sur nous, y compris notre dernière notice annuelle, figurent à l'adresse www.sedar.com.

En 2014, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont approuvé la prolongation de l'exemption, aux termes de laquelle nous pouvons continuer de présenter notre information financière en vertu des PCGR des États-Unis plutôt qu'en vertu des Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») jusqu'au 1^{er} janvier 2019 ou jusqu'à la date d'entrée en vigueur prescrite par l'International Accounting Standards Board de l'application obligatoire d'une norme IFRS particulière aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs, selon le premier événement à survenir.

MISE EN GARDE RELATIVE AUX DÉCLARATIONS PROSPECTIVES

Ce rapport de gestion contient de l'information prospective, ou des déclarations prospectives, qui sont présentées afin de fournir aux lecteurs de l'information sur Union Gas, y compris l'évaluation par la direction des activités et des plans futurs de Union Gas. Cette information pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Les déclarations prospectives sont fondées sur les intentions, les prévisions, les attentes, les opinions et les hypothèses de la direction en ce qui a trait aux événements futurs. Ces déclarations prospectives sont habituellement repérées par des mots ou expressions tels que « prévoit », « croit », « a l'intention de », « est d'avis que », « s'attend à », « continue », « devrait », « pourrait », « peut », « probablement », « projette », « prédit », « fera », « éventuel », « prévision », « cible » ou une terminologie comparable qui tend à indiquer un résultat futur, ou encore des déclarations à l'égard d'une perspective. Bien que Union Gas soit d'avis que ces déclarations prospectives sont raisonnables, compte tenu de l'information disponible à la date où ces déclarations sont faites et des procédés utilisés pour préparer l'information, ces déclarations ne garantissent pas le rendement futur, et les lecteurs sont priés de ne pas se fier indûment aux déclarations prospectives. De par leur nature, ces déclarations reposent sur diverses hypothèses. Les hypothèses significatives utilisées pour formuler ces déclarations prospectives incluent notamment des hypothèses qui portent sur : l'offre et la demande de gaz naturel; les prix du gaz naturel; l'inflation; les taux d'intérêt; les résultats et les coûts liés au financement; les flux de trésorerie futurs prévus; les bénéfices (les pertes) prévus; les coûts prévus liés aux projets en cours de construction; les dépenses d'investissement prévues; les dividendes futurs estimatifs; les coûts prévus liés à l'assainissement et aux recouvrements d'assurance éventuels; la disponibilité et le prix de la main-d'œuvre et des matériaux de construction; la fiabilité opérationnelle; la capacité de mener à bien des plans de fusion, d'acquisition ou de dessaisissement; les dates prévues de mise en service et les conditions météorologiques.

Les déclarations prospectives sont assujetties à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs, dont plusieurs sont indépendants de notre volonté et pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante des résultats exprimés ou sous-entendus par ces déclarations prospectives. L'incidence de l'un ou l'autre de ces risques, incertitudes ou facteurs sur une déclaration prospective donnée ne peut être déterminée avec certitude en raison de leur interdépendance, et l'orientation qu'adoptera Union Gas dépend de l'évaluation par la direction de toute l'information disponible au moment pertinent. Les facteurs pris en compte pour rédiger ces déclarations prospectives et qui pourraient engendrer un écart important entre les résultats réels et les résultats exprimés dans toute déclaration prospective comprennent ce qui suit, sans toutefois s'y limiter :

- les modifications législatives et réglementaires d'application municipale, provinciale et fédérale, auxquelles sont assujettis les coûts et le recouvrement des coûts, qui ont une incidence sur la structure des tarifs et sur la vitesse à laquelle la concurrence pénètre le marché du gaz naturel et la mesure dans laquelle elle le fait;
- l'issue des litiges et des enquêtes réglementaires et des actions en justice ou des enquêtes judiciaires;
- les conditions météorologiques ou autres phénomènes naturels, notamment les conséquences économiques, opérationnelles et autres conséquences des tempêtes;
- l'étendue des modifications apportées aux prix des marchandises, aux taux d'intérêt et aux taux de change et le moment où elles sont effectuées;
- la conjoncture économique générale, y compris le risque d'un ralentissement ou d'un recul économique prolongé ou le risque d'un retard de la reprise, qui peut avoir une incidence sur la demande à long terme de gaz naturel et de services connexes;
- toute incidence éventuelle liée à des actes terroristes et toutes conséquences et autres hostilités qui en découlent;
- les modifications du cadre réglementaire en matière de sécurité, de protection de l'environnement et d'autres lois et règlements;
- les modifications apportées aux lois fiscales et l'augmentation des taux d'imposition;
- la mise en valeur d'autres ressources énergétiques;
- les résultats des mesures prises en matière de financement, y compris la capacité d'obtenir du financement selon des modalités avantageuses, lesquelles peuvent être touchées par divers facteurs, tels que les notations du crédit et la conjoncture générale du marché et de l'économie;
- les augmentations du coût des marchandises et des services nécessaires à la réalisation de projets d'immobilisations;
- le recul du cours des titres de participation et d'emprunt et les exigences en matière de capitalisation des régimes à prestations définies qui en découlent;
- l'augmentation des occasions, y compris le calendrier et la conclusion fructueuse des projets de mise en valeur de gazoducs et d'installations de stockage, ainsi que d'autres projets d'infrastructure connexes et les effets de la concurrence;
- le rendement des installations de transport, de stockage et de distribution du gaz naturel;
- la sensibilité aux modifications apportées au processus de mesure des marchandises;
- l'importance du succès remporté à l'égard du raccordement des nouveaux stocks de gaz naturel aux réseaux de transport en Ontario et du raccordement aux marchés du gaz naturel émergents;
- l'incidence des prises de position faisant autorité en comptabilité publiées périodiquement par les organismes de normalisation comptable;
- la conjoncture des marchés financiers au cours des périodes visées par les présentes déclarations prospectives;

- la capacité de mener à bien les plans de fusion, d'acquisition et de cession, les restrictions réglementaires ou autres imposées en raison d'une fusion, d'une acquisition ou d'une cession et la réussite des activités au terme d'une fusion, d'une acquisition ou d'une cession.

À la lumière de ces risques, incertitudes et hypothèses, les événements décrits dans les déclarations prospectives pourraient ne pas se produire, avoir une ampleur différente de celle qui était prévue ou survenir à un moment différent de celui qui était prévu. Nous déclinons toute obligation de mettre à jour ou de réviser publiquement les déclarations prospectives faites dans le présent document ou autrement, que ce soit par suite de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres facteurs, à moins que les lois applicables sur les valeurs mobilières ne l'exigent. Toutes les déclarations prospectives subséquentes, qu'elles soient écrites ou verbales, attribuables à Union Gas ou à des personnes agissant pour le compte de Union Gas, sont expressément assujetties, dans leur intégralité, à la présente mise en garde relative aux déclarations prospectives.

MESURES NON DÉFINIES PAR LES PCGR

Le présent rapport de gestion contient des références à la marge d'exploitation, qui représente les produits tirés de la vente et de la distribution de gaz ainsi que les produits tirés du stockage et du transport de gaz, moins les coûts liés à l'achat, au stockage et au transport de gaz. La direction estime que cette mesure fournit des renseignements utiles aux investisseurs et aux actionnaires en raison de sa transparence accrue et de sa valeur prédictive. La marge d'exploitation n'a pas de définition normalisée prescrite par les PCGR des États-Unis et n'est pas considérée comme une mesure définie par les PCGR des États-Unis; par conséquent, cette mesure pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables présentées par d'autres émetteurs.

GÉNÉRALITÉS

Union Gas est une importante société canadienne établie en Ontario qui offre à ses clients depuis plus de 100 ans des services de stockage, de transport et de distribution de gaz naturel. Ses activités de distribution sont offertes à environ 1,5 million de clients des secteurs résidentiel, commercial et industriel dans plus de 400 collectivités du nord, du sud-ouest et de l'est de l'Ontario. Les secteurs du stockage et du transport de Union Gas offrent divers services de stockage et de transport aux clients du carrefour d'échange Dawn (« Dawn »), la plus grande installation intégrée souterraine de stockage du Canada et l'une des plus importantes en Amérique du Nord. En date du 1^{er} novembre 2017, après l'achèvement de l'expansion du réseau de transport de Dawn à Parkway en 2017, le réseau de transport de Union Gas présentait une capacité utile répondant à la demande en périodes de pointe quotidiennes de 7,5 milliards de pieds cubes par jour (Gpi³/j), soit une hausse par rapport à une capacité de 7,2 Gpi³/j en 2016.

Pour nos clients, Dawn représente un lien important dans le mouvement du gaz naturel depuis les bassins d'approvisionnement de l'Ouest canadien et des États-Unis d'Amérique jusqu'aux marchés du centre du Canada et du nord-est des États-Unis. Les points de raccordement clés des gazoducs au Canada et aux États-Unis nous ont permis de livrer environ 774 milliards de pieds cubes (Gpi³) de gaz par l'entremise de notre réseau de transport en 2017. La majorité des produits annuels que Union Gas tire du stockage et du transport de gaz naturel provient des frais fixes liés à la demande. La durée moyenne des contrats de transport à long terme est d'environ 11 ans, et la durée restante la plus longue est de 15 ans. La durée moyenne des contrats de stockage à long terme est d'environ 5 ans, et la durée restante la plus longue restante est de 19 ans.

Puisque l'offre de gaz naturel abordable dans les régions près de l'Ontario continue de croître, l'accès à ces divers approvisionnements auprès de Dawn et leur transport par le réseau de gazoducs de Dawn à Parkway vers des marchés en Ontario, dans l'est du Canada et dans le nord-est des États-Unis sont plus en demande. Pour garantir la livraison fiable et continue de gaz naturel et pour répondre à la demande croissante de gaz naturel propre et abordable, Union Gas a investi, entre 2015 et 2017, environ 1,5 G\$ dans des projets d'investissement pour l'expansion du réseau de transport de gaz naturel de Dawn à Parkway, et toutes les installations sont maintenant en service. Ces investissements ont permis d'augmenter d'environ 20 % la capacité de transport à partir de Dawn, qui est passée de 6,3 Gpi³/j en 2014 à 7,5 Gpi³/j en 2017.

Notre réseau de distribution est constitué d'environ 66 000 kilomètres (km) de canalisations principales et de conduites de branchement. Nos gazoducs de distribution transportent le gaz naturel du point d'approvisionnement

local jusqu'aux clients. Nos installations de stockage souterraines de gaz naturel ont une capacité utile d'environ 163 Gpi³, répartie entre 23 installations souterraines aménagées dans des champs de gaz épuisés. Le réseau de transport est constitué d'environ 4 900 km de gazoducs haute pression et de 5 stations de compression sur la canalisation principale.

Les actions ordinaires de Union Gas sont détenues par Great Lakes Basin Energy L.P. (« GLBE »), une société en commandite en propriété exclusive de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast »). Westcoast est une filiale en propriété exclusive indirecte de Spectra Energy Corp (« Spectra Energy »).

Le 27 février 2017, Enbridge Inc. (« Enbridge ») et Spectra Energy ont conclu une opération de fusion avec échange d'actions (la « fusion ») aux termes de laquelle Enbridge a acquis toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Spectra Energy. Depuis cette fusion, Union Gas appartient à Enbridge et ses filiales, par l'intermédiaire de leur participation dans Spectra Energy.

Enbridge est une société ouverte dont les actions sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole ENB.

Au moins le tiers des membres de notre conseil d'administration (le « conseil ») sont des administrateurs indépendants; les autres sont des dirigeants de Union Gas et d'Enbridge. Le conseil d'administration ne comprend pas de comité d'audit. La fonction de comité d'audit est exercée par le conseil d'administration dans le cadre de l'examen des états financiers consolidés de Union Gas.

Nouvelles nominations découlant de la fusion

Avec prise d'effet le 27 février 2017, M^{me} Cynthia Hansen a été nommée administratrice et présidente du conseil d'administration de la Société.

Avec prise d'effet le 13 avril 2017, le cabinet PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. a été nommé auditeur de la Société, en remplacement de Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l.

FAITS SAILLANTS

	Pour les exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, à moins d'indication contraire)	2017	2016	2015
Produits			
Total des produits d'exploitation	2 260	1 849	1 972
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	232	202	185
Dividendes			
Dividendes sur actions privilégiées	3	3	3
Dividendes sur actions ordinaires	—	—	50
Actif et passif non courants^{a)}			
Total de l'actif	8 916	8 227	7 190
Total du passif non courant	5 240	4 830	4 321
Volumes de gaz (10⁶m³)^{b)}			
Volumes de distribution	12 841	13 376	13 881
Volumes de transport	21 917	20 759	20 824
Volume total	34 758	34 135	34 705
Clients (en milliers)	1 475	1 459	1 437
Degrés-jours de chauffage^{c)} (en degrés Celsius)			
Nombre réel	3 879	3 789	4 104
Nombre normal ^{d)}	4 066	4 068	3 969
Température (supérieure) inférieure à la normale	(187)	(279)	135

a) Les montants de 2015 ont été retraités en raison du reclassement des coûts d'émission de titres d'emprunt. Pour obtenir des renseignements supplémentaires, se reporter à la rubrique Nouvelles prises de position faisant autorité en comptabilité de notre rapport annuel de 2015.

b) 10⁶m³ signifie « millions de mètres cubes ». Un mètre cube équivaut à 35,30096 pieds cubes de gaz.

c) Un degré-jour de chauffage est une mesure de la température qui sert à déterminer les besoins en chauffage. Un degré-jour de chauffage se produit lorsque la température quotidienne moyenne descend sous 18 degrés Celsius. Ainsi, une température de zéro degré Celsius lors d'une journée donnée équivaut à 18 degrés-jours de chauffage.

d) Selon la méthode d'établissement des tarifs approuvée par la Commission de l'énergie de l'Ontario.

DIVIDENDES

	Pour les exercices clos les 31 décembre		
	2017	2016	2015
Par action ordinaire	— \$	— \$	0,86 \$
Par action privilégiée de catégorie A			
Série A à 5,5 %	2,75 \$	2,75 \$	2,75 \$
Série B à 6 %	3,00 \$	3,00 \$	3,00 \$
Série C à 5 %	2,50 \$	2,50 \$	2,50 \$
Par action privilégiée de catégorie B			
Série 10 à 4,88 %	0,58 \$	0,54 \$	0,56 \$

La déclaration de dividendes sur les actions ordinaires est à la discrétion du conseil d'administration. Afin de maintenir la composante en actions ordinaires de notre structure du capital au niveau approuvé par la Commission de l'énergie de l'Ontario (« CEO »), nous versons habituellement des dividendes à notre société mère en fonction

du bénéfice net, diminué du bénéfice réinvesti dans des projets d'expansion. Pour 2017, nous n'avons versé aucun dividende à GLBE en raison des importants investissements dans des projets d'expansion (2016 – néant; 2015 – 50 M\$).

Les actes de fiducie et les ententes liées à nos obligations au titre de la dette à long terme sont assortis de clauses restrictives limitant le versement de dividendes. Certaines émissions de débentures restreignent le versement de dividendes de sorte que les dividendes ne sont pas permis, sauf exception, si, tout de suite après le versement, la dette totale représentant les emprunts devait être supérieure à 75 % de la structure du capital totale de Union Gas. Nous respectons les dispositions prévues à cet égard.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre			Exercices clos les 31 décembre		
	2017	2016	Augmentation (diminution)	2017	2016	Augmentation (diminution)
Produits tirés de la vente et de la distribution de gaz	551	470	81	1 873	1 529	344
Produits tirés du transport et du stockage	97	78	19	363	299	64
Coûts liés à l'achat, au stockage et au transport de gaz	327	249	78	1 070	738	332
Marge d'exploitation ^{a)}	321	299	22	1 166	1 090	76
Autres produits	11	9	2	24	21	3
Charges ^{b)}	197	204	(7)	768	724	44
Charges d'intérêts	44	42	2	171	161	10
Charge d'impôt	11	9	2	16	21	(5)
Bénéfice net	80	53	27	235	205	30
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	79	52	27	232	202	30

a) Pour plus d'information au sujet de cette mesure non définie par les PCGR, se reporter à la page 5.

b) Les charges comprennent les montants compris aux postes Frais d'exploitation et d'entretien, Amortissements et Impôt foncier et autres taxes.

Trimestre clos le 31 décembre 2017 par rapport au trimestre clos le 31 décembre 2016

Marge d'exploitation. L'augmentation de 22 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- une augmentation de 13 M\$ de la consommation de gaz naturel par les clients du secteur résidentiel, essentiellement en raison de la température qui a été plus basse qu'en 2016;
- une augmentation de 12 M\$ qui s'explique par les produits tirés du transport supplémentaires principalement liés aux projets d'expansion du réseau de transport de Dawn à Parkway.

Charges. La diminution de 7 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- une baisse de 13 M\$ des frais d'exploitation et d'entretien découlant principalement de la diminution des coûts liés au programme de gestion axée sur la demande (« GAD »), qui sont recouverts à même les tarifs de livraison, facteur partiellement contrebalancé par
- une hausse de 7 M\$ de la dotation à l'amortissement attribuable à la mise en service de nouveaux projets.

Impôt sur le résultat. L'augmentation de 2 M\$ s'explique principalement par la hausse du bénéfice avant impôt.

Exercice clos le 31 décembre 2017 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2016

Marge d'exploitation. L'augmentation de 76 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- une augmentation de 40 M\$ des produits tirés du transport découlant principalement des produits supplémentaires tirés des projets de Dawn à Parkway;
- une augmentation de 11 M\$ des produits tirés du stockage découlant principalement de la hausse des prix de stockage et des produits provenant de l'optimisation du stockage;

- une hausse de 8 M\$ des tarifs de livraison;
- une augmentation de 6 M\$ de la consommation de gaz naturel par les clients du secteur résidentiel, essentiellement en raison de la température qui a été plus basse qu'en 2016;
- une hausse de 6 M\$ liée à la croissance de la clientèle.

Charges. L'augmentation de 44 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :

- une hausse de 26 M\$ de la dotation à l'amortissement attribuable à la mise en œuvre de nouveaux projets;
- une hausse de 14 M\$ des charges d'exploitation et d'entretien surtout attribuable à l'augmentation des coûts de cessation d'emploi par suite de la fusion et à la hausse des charges liées aux employés.

Impôt sur le résultat. La diminution de 5 M\$ s'explique principalement par la baisse du taux d'imposition effectif essentiellement attribuable à une hausse des différences temporaires liées aux immobilisations corporelles, en partie contrebalancées par la hausse du bénéfice avant impôt.

RÉSULTATS TRIMESTRIELS^{a)}

	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
(en millions de dollars)	2016	2016	2016	2016	2017	2017	2017	2017
Produits tirés de la vente et de la distribution de gaz	565	295	199	470	726	349	247	551
Produits tirés du transport et du stockage	76	71	74	78	94	86	86	97
Autres produits	4	4	4	9	4	5	4	11
Total des produits d'exploitation	645	370	277	557	824	440	337	659
Bénéfice net (perte nette)	125	29	(2)	53	134	29	(8)	80
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actions ordinaires ^{b)}	124	29	(3)	52	133	29	(9)	79

a) Les résultats trimestriels sont extraits des états financiers préparés conformément aux PCGR des États-Unis.

b) Le bénéfice par action n'est pas présenté, car la Société est une filiale en propriété exclusive indirecte d'Enbridge.

Tendances saisonnières

Le caractère très saisonnier des activités de distribution de gaz naturel découle des tarifs liés aux volumes et de l'incidence importante de la période de chauffage hivernale sur les volumes enregistrés. Ce phénomène se traduit habituellement par d'excellents résultats au premier trimestre, un faible bénéfice ou de légères pertes aux deuxième et troisième trimestres et de solides résultats au quatrième trimestre, sous réserve cependant de l'incidence des variations de température sur la demande pendant la période de chauffage hivernale. Les variations des tarifs du gaz naturel exigés aux clients se traduisent par des variations correspondantes des ventes de gaz et des produits tirés de la distribution de gaz. Ces augmentations ou diminutions des produits tirés de la vente et de la distribution de gaz sont complètement neutralisées par les coûts liés à l'achat, au stockage et au transport de gaz en raison des mécanismes réglementaires connexes de recouvrement et de remboursement.

Depuis le 1^{er} janvier 2017, les produits comprennent les montants facturés aux clients pour recouvrer les coûts liés à la conformité au Programme de plafonnement et d'échange par l'intermédiaire des tarifs. De même que pour l'approvisionnement en gaz naturel, la CEO a défini un cadre de référence pour l'approvisionnement en quotas d'émission qui autorise la récupération des fluctuations du prix des quotas à même les tarifs facturés aux clients, sous réserve de l'approbation de la CEO.

QUESTIONS TOUCHANT LA RÉGLEMENTATION

Union Gas est régie par la CEO en vertu des dispositions de la *Loi sur la Commission de l'énergie* de l'Ontario (1998), qui fait partie d'un ensemble de lois regroupées sous le nom de *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* (1998). Cette loi prévoit différentes formes de réglementation et de concurrence accrue dans le secteur de l'énergie (électricité et gaz naturel) en Ontario. Nous sommes assujettis à une réglementation au regard des tarifs que nous pouvons exiger de notre clientèle, de l'expansion de notre réseau ou de l'abandon de nos

installations, de la qualité de notre service, de la sécurité publique relativement à la construction de notre réseau de gazoducs et de la mise en œuvre de certaines méthodes comptables.

Demande de fusion

En novembre 2017, la Société et Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »), une entreprise liée à la Société (ensemble, les « demandeurs »), ont déposé une demande auprès de la CEO en vue de se regrouper, conformément aux lignes directrices de la CEO relatives aux demandes de fusion, d'acquisition, de regroupement et de désinvestissement (« FARD »), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019. En vertu de la politique sur les demandes de FARD de la CEO, les demandeurs souhaitent reporter l'ajustement des tarifs pour une période de dix ans afin de permettre aux entreprises de services publics de déterminer les meilleures pratiques, et d'en tirer parti, et de mettre en œuvre des solutions intégrées. Cette demande a déclenché un processus d'examen réglementaire qui se poursuivra au cours de 2018 et une décision de la CEO est attendue au cours du second semestre de 2018.

À la suite du dépôt de la demande susmentionnée, également en novembre 2017, Union Gas et EGD ont soumis une deuxième demande connexe. Cette demande vise à obtenir l'approbation d'un cadre d'établissement des tarifs pour la période d'ajustement de dix ans avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019, qui s'appliquerait si Enbridge procédait au regroupement de la Société et d'EGD. Les demandeurs souhaitent obtenir l'approbation d'un mécanisme de plafonnement des tarifs qui prévoit une hausse des tarifs annuelle en fonction du taux d'inflation et qui permettrait le maintien du transfert de certains coûts, le transfert des dépenses d'investissement qui excèdent un seuil approuvé par la CEO et l'application de rajustements imprévus selon un seuil de signification de 1 M\$.

La décision finale d'Enbridge quant à la réalisation éventuelle du regroupement est assujettie à la finalisation du processus réglementaire et de l'évaluation par Union Gas, EGD et Enbridge des conséquences liées à la réglementation, ainsi qu'à l'approbation de leur conseil d'administration respectif.

Réglementation des tarifs

Depuis le 1^{er} janvier 2014, nos tarifs de distribution sont établis selon un cadre réglementaire à tarif d'encouragement de cinq ans. Le cadre réglementaire à tarif d'encouragement fixe de nouveaux tarifs au début de chaque exercice au moyen d'une formule d'établissement des tarifs, plutôt que par l'examen des prévisions relatives aux produits et aux coûts. Le cadre prévoit les éléments suivants :

- des hausses annuelles au taux de l'inflation, neutralisées par un facteur de productivité qui correspond à 60 % de l'inflation, de telle sorte que le taux d'indexation net annuel pour chaque exercice correspond à 40 % de l'inflation;
- des hausses et des baisses de tarifs dans la catégorie des petits consommateurs, dont la consommation moyenne décline ou progresse;
- certains ajustements aux tarifs de base;
- la poursuite du transfert des coûts liés à l'achat de gaz, au transport en amont et à la gestion axée sur la demande;
- le transfert additionnel des coûts associés aux principales dépenses d'investissement et à certaines variations liées au carburant;
- une provision pour les variations inattendues des coûts sur lesquelles la direction n'a pas de prise;
- un partage égal des modifications fiscales entre Union Gas et nos clients;
- un mécanisme de partage des bénéfices qui permet à Union Gas de conserver entièrement le rendement des capitaux propres provenant des activités liées aux services publics jusqu'à concurrence de 9,93 %, de partager avec ses clients 50 % des bénéfices dans une fourchette de 9,93 % à 10,93 % et de partager avec ses clients 90 % des bénéfices excédant 10,93 %.

Le 18 janvier 2018, la CEO a approuvé la demande de Union Gas à propos des nouveaux tarifs qui entrent en vigueur le 1^{er} janvier 2018 en vertu de notre cadre réglementaire à tarif d'encouragement. En raison des

conclusions tirées par la CEO dans le cadre de la décision, la facture annuelle d'un client type des services résidentiels augmentera de 9 \$ à 14 \$, selon l'emplacement du client sur notre territoire.

Cette demande à l'égard des tarifs ne tient pas compte de l'incidence des frais qui seront facturés à compter du 1^{er} janvier 2018 aux fins du recouvrement des coûts relatifs à l'obligation liée aux consommateurs et des coûts relatifs à l'obligation liée aux installations de Union Gas en vertu du Programme de plafonnement et d'échange de la province de l'Ontario (la « province »). Union Gas a soumis une demande pour recouvrer les coûts relatifs à l'obligation dans le cadre du plan de conformité au Programme de plafonnement et d'échange de 2018 auprès de la CEO en novembre 2017. Union Gas attend une décision au second semestre de 2018.

Tarifs liés au gaz naturel

Union Gas et la CEO ont mis en place un mécanisme pour modifier, sur une base trimestrielle, les tarifs liés au gaz (« le mécanisme d'ajustement trimestriel des tarifs ») afin de s'assurer que les tarifs exigés des clients reflètent, dans une mesure raisonnable, les prix estimatifs futurs. La différence entre le coût approuvé et le coût réel du gaz naturel engagé est reportée aux fins d'un recouvrement auprès des clients ou d'un remboursement futur à ces derniers. Ces différences sont incluses dans la tarification trimestrielle relative au gaz, et elles sont recouvrées auprès des clients ou remboursées à ceux-ci au cours de la période de 12 mois qui suit. Ainsi, nous pouvons ajuster les tarifs exigés des clients à un moment plus rapproché de celui où les coûts sont engagés.

Utilisation annuelle des comptes de report liés aux produits autres que le gaz

L'utilisation des comptes de report liés aux produits autres que le gaz fait l'objet d'une demande d'approbation chaque année, et les montants sont généralement recouverts sur six mois. En août 2017, la CEO a approuvé le recouvrement des soldes de 43 M\$ de comptes de report de 2016 liés aux produits autres que le gaz à compter du 1^{er} octobre 2017.

Gestion axée sur la demande

Nous continuons de nous concentrer sur la promotion de l'économie d'énergie et de l'efficacité énergétique en entreprenant des activités axées sur la réduction de la consommation de gaz naturel au moyen de nos divers programmes de GAD offerts sur tous les marchés. Par conséquent, nos tarifs de 2018 comprennent un montant de 63 M\$ visant à recouvrer les dépenses prévues relativement au GAD. Le budget pour 2018 a été approuvé dans le cadre de la décision révisée de la CEO à l'égard du plan de GAD pour 2015-2020.

En décembre 2017, après avoir reçu les résultats définitifs de l'audit, nous avons déposé une demande auprès de la CEO en ce qui a trait à l'utilisation des soldes de comptes de report de 2015 selon le programme de GAD. L'incidence consiste en un montant net à recevoir des clients d'approximativement 8 M\$. Union Gas a demandé qu'une décision soit rendue par la CEO au premier trimestre de 2018 afin que la récupération auprès des clients puisse commencer au cours du deuxième trimestre de 2018.

Nous déposerons une demande relative à l'utilisation des soldes de comptes de reports selon le programme GAD pour 2016 et 2017 une fois que nous aurons reçu la décision relative aux comptes de report de 2015 selon le programme de GAD.

Consultations de la CEO sur les régimes de retraite et les autres avantages postérieurs à l'emploi

En mai 2015, la CEO a invité les entreprises de services publics à tarifs réglementés intéressées des secteurs du gaz et de l'électricité à participer à une consultation sur les régimes de retraite et les autres avantages postérieurs à l'emploi. Le but de cette consultation est d'élaborer des principes normatifs pour guider la CEO dans ses examens futurs des coûts au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, d'établir des exigences précises en matière d'information à fournir dans les demandes et d'établir les mécanismes réglementaires appropriés pour le recouvrement des coûts qui pourront être appliqués de façon uniforme pour l'ensemble des entreprises de services publics à tarifs réglementés des secteurs du gaz et de l'électricité. En septembre 2017, la CEO a publié la version définitive de son rapport sur le traitement réglementaire des coûts des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi, selon laquelle la méthode de la comptabilité d'engagement serait la méthode à utiliser par défaut pour établir les tarifs des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi dans le cadre de demandes en fonction des coûts. Le rapport prévoit également la

mise en place d'un compte d'écart afin d'assurer le suivi des écarts entre les montants prévus des charges à payer pris en compte dans nos tarifs et les cotisations réelles en trésorerie, à compter du 1^{er} janvier 2018. Les incidences financières du rapport définitif de la CEO ne devraient pas être significatives.

Consultations de la CEO sur le Programme de plafonnement et d'échange

En septembre 2016, la CEO a publié la version finale de son rapport sur le cadre réglementaire relatif à l'évaluation des coûts liés au Programme de plafonnement et d'échange pour les services publics de gaz naturel. Ce cadre permet d'orienter l'évaluation par la CEO des plans de conformité au Programme de plafonnement et d'échange des distributeurs de gaz naturel, ce qui comprend les coûts associés à ces plans, le processus de surveillance et de déclaration, la consultation des consommateurs, la confidentialité des renseignements du programme et le mécanisme pour le recouvrement des coûts par l'entremise des tarifs. La CEO a déterminé que les frais de recouvrement des coûts relatifs à l'obligation liée aux consommateurs, des coûts relatifs à l'obligation liée aux installations de Union Gas et des coûts administratifs liés à la mise en œuvre et à l'application continue du Programme de plafonnement et d'échange seront inclus dans les frais de livraison sur la facture des consommateurs. En novembre 2016, nous avons déposé notre plan de conformité 2017, et la CEO a rendu une ordonnance tarifaire provisoire par laquelle elle approuvait l'évaluation des coûts associés au Programme de plafonnement et d'échange pouvant être recouverts auprès des clients à compter du 1^{er} janvier 2017. En septembre 2017, la CEO a publié sa décision et son ordonnance à l'égard du plan de conformité de 2017 de Union Gas. La CEO a déclaré que le plan reposait sur une analyse raisonnable des options, sur une prise de décision optimisée et sur un processus et une analyse de gestion des risques. Union Gas a reçu de la CEO l'approbation définitive des tarifs en novembre 2017. Pour plus d'information, se reporter à la rubrique Facteurs de risques – Changements climatiques.

Comptes de report liés au Programme de plafonnement et d'échange

En septembre 2017, la CEO a approuvé l'établissement du compte de report lié à l'obligation de conformité relative aux émissions de gaz à effet de serre pour les coûts relatifs aux clients et du compte de report lié à l'obligation de conformité relative aux émissions de gaz à effet de serre pour les coûts relatifs aux installations, dans le cadre de l'approbation du plan de conformité de Union Gas pour 2017. Ces comptes de report permettront de déterminer séparément les écarts entre les coûts réels engagés au titre de l'obligation de conformité relative aux gaz à effet de serre (« GES »), relativement aux clients et aux installations, et le montant recouvré par le biais des tarifs.

Projets Dawn à Parkway

Union Gas vient d'achever le projet d'expansion du réseau de transport de Dawn à Parkway de 2017, qui constituait la dernière phase d'un projet de croissance sur trois ans, lequel a accru de 20 pour cent la capacité ferme de ce réseau. Au troisième trimestre de 2017, de nouveaux compresseurs et des installations connexes sont entrés en service aux stations de compression Lobo et Bright dans le cadre du projet d'expansion du réseau de transport de Dawn à Parkway en 2017. À la station, le compresseur Dawn a été installé et mis en service en octobre 2017. Pour plus d'information au sujet de ces projets, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement.

Projet de renforcement du gazoduc Panhandle

En février 2017, la CEO a approuvé la construction et le recouvrement connexe des tarifs du projet de renforcement du gazoduc Panhandle qui va de la station de compression de Dawn à la station de transport de Dover, afin de soutenir la forte croissance de la demande dans le sud-ouest de l'Ontario. Le gazoduc a été mis en service en novembre 2017. Pour plus d'information au sujet de ce projet, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement.

Expansion dans les collectivités

En novembre 2016, la CEO a rendu une décision motivée (la « décision ») dans le cadre de son instance d'application générale sur l'expansion dans les collectivités. Dans cette décision, elle accorde au distributeur la possibilité de facturer des tarifs « distincts » ou des frais supplémentaires pour chaque nouvelle collectivité desservie, afin de favoriser l'autofinancement des projets sur la durée de vie de chaque projet. Union Gas a

soumis à la fin de mars 2017 une version révisée de sa demande d'expansion dans les collectivités ainsi que de ses propositions fondées sur des données probantes pour quatre projets.

Aux troisième et quatrième trimestres de 2017, la CEO a approuvé les frais supplémentaires proposés pour quatre collectivités et a accordé une autorisation de construire à l'égard des trois collectivités pour lesquelles une autorisation était nécessaire. Les projets liés à Lambton Shores et à la Première Nation de Kettle Point, ainsi qu'à Milverton devaient être mis en service en 2017, et les projets visant à desservir Prince Township et la Première Nation de Moraviantown devaient être mis en service en 2018. Le projet lié à la Première nation de Moraviantown n'ira de l'avant que si le gouvernement de l'Ontario (le « gouvernement ») accorde une subvention.

En octobre 2016, Union Gas a déposé sa proposition de plan d'infrastructures communes pour desservir la région couverte par la demande d'expansion de South Bruce. Un processus administré par la CEO visant à déterminer le meilleur soumissionnaire de projet est actuellement en cours, et la CEO devrait rendre une décision au premier semestre de 2018.

Le 30 juillet 2017, Union Gas a soumis des demandes de subvention auprès du gouvernement (le « gouvernement ») relativement à 45 projets d'expansion dans les collectivités et à 5 projets de développement économique, pour une subvention globale de 330 M\$. Le gouvernement a mis de côté des montants d'approximativement 70 M\$ et 30 M\$ pour les subventions relatives à l'expansion dans les collectivités et au développement économique, respectivement. Union Gas s'attend à ce que le gouvernement annonce publiquement le nom des demandeurs de subvention retenus au premier trimestre de 2018, ce qui permettra la construction d'un nombre limité de projets additionnels de 2018 à 2020.

Pour plus d'information au sujet de ces projets, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement.

Projet de remplacement de Sudbury

En septembre 2017, la CEO a accordé l'autorisation de construire un nouveau gazoduc dans la ville du Grand Sudbury. Le nouveau gazoduc remplacera le gazoduc existant pour régler des problèmes d'intégrité et pour répondre aux exigences de croissance futures. Le total du coût en capital du gazoduc devrait s'élever à environ 74 M\$, et nous devrions commencer à offrir des services aux clients en novembre 2018. Pour plus d'information au sujet de ce projet, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement.

Projet de renforcement du réseau de transport de Kingsville

En janvier 2018, nous avons déposé une demande auprès de la CEO pour obtenir l'autorisation de construire un nouveau gazoduc qui relierait Lakeshore à une nouvelle station à Kingsville, au moyen d'un raccordement au gazoduc existant de Panhandle de diamètre nominal de 20 pouces, ainsi que l'approbation du recouvrement des frais connexes. Le total du coût en capital du gazoduc devrait s'élever à environ 106 M\$, et nous devrions commencer à offrir des services aux clients en novembre 2019. Pour plus d'information au sujet de ce projet, se reporter à la rubrique Situation de trésorerie et sources de financement.

APPROVISIONNEMENT EN GAZ

Union Gas veille à ce que ses clients bénéficient d'un portefeuille sûr et diversifié d'approvisionnement en gaz qui soit rentable. Nous suivons et évaluons continuellement l'évolution de la conjoncture liée à l'approvisionnement en gaz naturel afin de cibler les occasions qui se présentent pour nos clients.

Union Gas détient actuellement un portefeuille diversifié de contrats de transport permettant l'achat de gaz naturel en provenance de divers bassins d'approvisionnement et de divers fournisseurs de toute l'Amérique du Nord. Union Gas paye ce gaz naturel à un prix sensible aux fluctuations du marché, généralement fondé sur la base de prix pour les transactions physiques de la NYMEX ou sur un indice choisi en fonction de l'endroit en Amérique du Nord d'où provient le gaz naturel acheté par Union Gas. Ces indices comprennent, entre autres, les prix de l'Alberta, les prix du Michigan et les prix de Chicago.

Le marché nord-américain du gaz naturel a connu, et devrait continuer de connaître, des changements. La production tirée de certains bassins de gaz naturel classique diminue en Amérique du Nord, tandis que la production tirée de formations de gaz de schiste ne cesse de dépasser les attentes. Or, les aspects économiques liés à l'offre rendent avantageuses les formations de gaz de schiste qui se situent à proximité des marchés de consommation.

Afin d'accompagner cette transformation du flux de gaz naturel, en décembre 2015, la CEO a approuvé notre demande d'approbation préalable relativement aux coûts inhérents à la conclusion d'un contrat à long terme visant la capacité de transport avec le gazoduc de transport de gaz Nexus («NEXUS»), qui devrait être mis en service au troisième trimestre de 2018. NEXUS transportera du gaz naturel depuis la région des Appalaches située dans le nord-est des États-Unis, la plus importante région de production de gaz naturel en Amérique du Nord et celle qui affiche la croissance la plus rapide, jusqu'à Dawn. Le projet NEXUS est développé conjointement par la société DTE Energy et Enbridge.

En raison de l'augmentation globale de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord découlant de la mise en valeur du gaz de schiste, les prix actuels et prévus du gaz naturel sont peu élevés et stables.

Gaz naturel renouvelable

En Ontario, on cherche de plus en plus à réduire l'intensité des émissions de carbone provenant du gaz naturel que Union Gas livre aux clients et utilise pour ses propres activités. Le gouvernement de l'Ontario et la CEO ont clairement et systématiquement exprimé leur appui à la recherche de sources de gaz naturel renouvelable («GNR») comme composante de portefeuilles d'approvisionnement en gaz naturel destiné aux services publics. Le GNR est un biogaz dont on a retiré les impuretés pour en faire du gaz naturel propre au transport par gazoduc. En rehaussant ainsi sa qualité, il devient possible d'injecter le biogaz dans le réseau de distribution de gaz naturel en Ontario et de distribuer un autre gaz naturel aux clients au moyen du réseau existant de gazoducs de gaz naturel. Union Gas évalue la possibilité d'inclure le GNR dans son portefeuille d'approvisionnement en gaz naturel tout en réduisant l'incidence monétaire sur ses clients. Union Gas a déposé une proposition auprès de la CEO en vue de l'approbation d'un mécanisme d'achat de GNR dans le cadre du dépôt de son plan de conformité au Programme de plafonnement et d'échange de 2018. Le coût du GNR est généralement supérieur au cumul du coût du carbone et du gaz naturel classique à l'heure actuelle, ce qui devrait demeurer le cas dans un avenir prévisible. La proposition de Union Gas à la CEO envisage un financement public pour compenser le coût supérieur du GNR. En payant les frais liés au carbone inclus dans les tarifs du gaz naturel, les clients contribuent au financement du Programme de plafonnement et d'échange. L'utilisation des fonds du Programme de plafonnement et d'échange (distribués par le gouvernement) dans le but d'appuyer l'approvisionnement en GNR permet d'éviter aux payeurs de tarifs, qui contribuent déjà au Programme de plafonnement et d'échange par le biais des tarifs du gaz naturel, d'avoir à payer une prime pour le GNR. Le financement public donne accès aux fonds du Programme de plafonnement et d'échange affectés spécifiquement au GNR, en fonction des avantages économiques et environnementaux que le GNR peut offrir en optimisant l'utilisation des actifs liés au gaz naturel existants tout en réduisant l'empreinte carbone de la province. Si sa demande est approuvée, Union Gas cherchera à acheter du GNR par l'entremise d'un processus de demande de propositions, possiblement dès 2018.

PERSPECTIVES

Ventes et distribution de gaz

Nous prévoyons qu'à long terme, la demande de gaz naturel en Ontario demeurera relativement stable et se conjuguera à une croissance soutenue de la demande pour les périodes de pointe quotidiennes, sous réserve des répercussions qu'auront les mesures gouvernementales visant à réduire les émissions de GES. Une certaine croissance découlant de la faiblesse des prix du gaz naturel devrait se poursuivre, compte tenu de l'avantage considérable ayant trait aux prix par rapport aux options de rechange en matière d'énergie, et les collectivités qui n'ont actuellement pas accès au gaz naturel devraient manifester un intérêt particulier.

Nous continuons de nous concentrer sur la promotion de l'économie d'énergie et de l'efficacité énergétique en entreprenant des activités axées sur la réduction de la consommation de gaz naturel au moyen de nos divers

programmes de GAD offerts sur tous les marchés. En 2017, le budget de GAD approuvé par la CEO était de 59 M\$; le budget augmentera pour atteindre 63 M\$ en 2018 et 64 M\$ d'ici 2020.

Nous cherchons également d'autres occasions de contribuer à la réduction des émissions de GES. Union Gas et EGD se sont associées au gouvernement de l'Ontario pour offrir un programme de rénovation résidentielle au moyen d'un financement de 100 M\$ sur trois ans obtenu par l'intermédiaire du Fonds d'investissement vert. Union Gas continuera à chercher des moyens de promouvoir le GNR et le gaz naturel comprimé comme sources de carburants alternatifs.

Stockage et transport

Le marché du stockage et du transport continue de s'adapter à l'évolution de la conjoncture liée à l'approvisionnement en gaz naturel, notamment des conditions d'approvisionnement solides. Au cours des dernières années, l'approvisionnement en gaz équilibré en Amérique du Nord, découlant essentiellement de la mise en valeur de volumes du gaz de schiste, y compris dans les régions schisteuses de Marcellus et d'Utica, en Alberta et en Colombie-Britannique, a donné lieu à une baisse des prix des marchandises et à une réduction des écarts de prix saisonniers. Les valeurs du stockage non réglementé sont principalement déterminées à partir de l'écart de valeur entre les prix hivernaux et les prix estivaux du gaz naturel. Les valeurs de stockage sont demeurées relativement stables, enregistrant une légère hausse au cours de 2016 et de 2017, à mesure que l'offre et la demande de gaz naturel nord-américain se rapprochaient tranquillement de l'équilibre.

Nous nous attendons à ce que la demande de gaz naturel en Amérique du Nord continue de connaître une lente croissance annuelle à long terme et à ce que la croissance de la demande soit soutenue durant les périodes de pointe quotidiennes. La mise en valeur des régions schisteuses de Marcellus et d'Utica mène à la mise en place d'importantes nouvelles infrastructures de gazoducs qui relieront ces stocks au réseau nord-américain de gazoducs et aux marchés connexes de consommation du gaz naturel. La proximité de nos installations de transport et de stockage et nos points de connexion entre les principaux marchés américains de la région des Grands Lacs et du nord-est des États-Unis offrent de nombreuses possibilités de croissance à long terme. Ces possibilités consistent principalement à relier les nouvelles sources d'approvisionnement à Dawn et à assurer la suffisance de la capacité de transport du réseau de transport et des gazoducs de Union Gas en aval de Parkway pour desservir les marchés de l'est du Canada et des États-Unis. La hausse de la connectivité en Ontario se maintient grâce à la construction de nouveaux gazoducs qui entreront en service à compter de 2018. Par ailleurs, les sources d'approvisionnement de gaz naturel dans le carrefour d'échange du marché Dawn connaissent une augmentation en raison du service de transport à prix fixe longue durée de TransCanada Pipelines Limited offert à partir d'Empress.

Pour répondre à la demande des clients relativement à l'accès à l'approvisionnement croissant à Dawn, Union Gas vient d'achever en 2017 le projet d'expansion du réseau de transport de Dawn à Parkway, qui constitue la dernière phase d'un projet de croissance sur trois ans ayant permis d'accroître de 20 pour cent la capacité ferme de ce réseau. Pour plus d'information au sujet de ce projet et d'autres projets, se reporter à la rubrique Questions touchant la réglementation.

FACTEURS DE RISQUE

Les risques inhérents au secteur du gaz naturel et au marché de l'énergie influent sur nos résultats. En règle générale, nos activités et nos résultats peuvent subir l'incidence défavorable de plusieurs risques, y compris ceux décrits ci-après, sans s'y limiter.

Changements climatiques

Le Programme de plafonnement et d'échange de l'Ontario, qui est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017, a pour objectif de réduire les émissions de GES dans la province. Ce programme couvre entre autres les distributeurs de gaz naturel et fixe un prix sur certaines émissions de GES. Union Gas a l'obligation d'acheter des droits ou des crédits d'émissions au nom de la plupart de ses clients et pour ses propres émissions.

Le 22 septembre 2017, le gouvernement de l'Ontario a signé une entente liant les marchés du carbone du Québec, de l'Ontario et de la Californie, à compter du 1^{er} janvier 2018. Ce lien, qui a été rendu possible en Ontario au moyen de diverses modifications des programmes de déclaration des émissions de GES et de la réglementation en

matière de plafonnement et d'échange au cours de l'exercice 2017, donnera lieu à la création d'un marché du carbone plus grand et plus liquide, ce qui pourrait nous permettre de limiter les coûts liés à la conformité pour nos clients. Cependant, la non-conformité ou des changements de politique imprévus pourraient changer considérablement le coût lié au respect de la conformité, et nous devons surveiller de près de tels changements afin de bien comprendre leurs répercussions. Un changement de politique se répercutant d'une part sur les prix du carbone pourrait d'autre part influencer sur le prix du gaz naturel et, éventuellement, avoir une incidence sur la demande de gaz naturel.

En juin 2016, la province a également publié son Plan d'action contre le changement climatique, une mesure de haut niveau qui décrit comment les produits générés dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange peuvent être utilisés au cours des cinq prochaines années pour réduire les émissions de GES en Ontario. Les incidences à long terme du Programme de plafonnement et d'échange, du Plan d'action contre le changement climatique et des programmes connexes demeurent incertaines, tout comme leurs incidences éventuelles sur les résultats, la situation financière ou les flux de trésorerie de Union Gas.

Union Gas a reçu l'approbation de la CEO d'intégrer aux tarifs les frais prévus du Programme de plafonnement et d'échange du 1^{er} janvier 2017. L'écart par rapport aux prévisions sera comptabilisé dans un compte de report aux fins de son utilisation future. Union Gas continuera d'intégrer toute incidence importante sur ses produits, ses coûts d'exploitation et ses dépenses d'investissement liés au Programme de plafonnement et d'échange et au Plan d'action contre le changement climatique dans les demandes d'approbation réglementaire applicables, notamment en cherchant à recouvrer les coûts par le biais des tarifs. En outre, Union Gas continuera à surveiller activement les mesures et les initiatives qui découlent du Plan d'action contre le changement climatique et à y donner suite.

La Société a soumis son plan de conformité pour 2017, approuvé par la CEO, et a également soumis son plan de conformité pour 2018, qui est en attente d'approbation. Les plans de conformité précisent de quelle façon Union Gas entend respecter son obligation de conformité liée aux émissions de GES au moyen de droits d'émissions, de compensations carbone et de projets de réduction des émissions liées aux clients et aux installations qui seraient jugés rentables. En élaborant un plan conservateur et rigoureux et en le mettant en œuvre de façon efficace, la Société réduit au minimum le risque de coûts rejetés. La CEO a approuvé l'utilisation des tarifs finaux de 2017 pour le recouvrement des coûts dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange de 2018, jusqu'à ce qu'il en soit déterminé autrement.

Comme ce fut le cas au cours des exercices précédents, en 2017, la Société a déclaré des émissions de GES auprès du ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario (le « MEACCO »), auprès d'Environnement et Changement climatique Canada (« ECCC ») et dans le cadre de plusieurs programmes de déclaration volontaire. Un vérificateur accrédité indépendant a fait un examen détaillé des émissions provenant des sources de combustion de la Société situées en Ontario et n'a trouvé aucune irrégularité importante. En outre, des émissions liées aux activités d'exploitation, c'est-à-dire les émissions fugitives et évacuées et les émissions liées à la distribution de gaz naturel, ont été déclarées pour la première fois en 2017 auprès du MEACCO, conformément au règlement de l'Ontario 143/16, Quantification, déclaration et vérification des émissions de GES, et aux méthodes de quantification normalisées ON. 350 et ON. 400, respectivement. Union Gas continue de surveiller l'évolution de la réglementation et de participer aux consultations des parties prenantes en Ontario.

Union Gas utilise un processus de gestion des données relatives aux émissions afin de faciliter la collecte des données et aux fins des déclarations volontaires et obligatoires de la Société. Les méthodes de quantification et les facteurs d'émission seront continuellement mis à jour dans le système, au besoin. La Société divulgue ses émissions de GES et a établi des procédures internes afin d'accroître les déclarations mensuelles de ses émissions de GES dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange. La Société continue à collaborer avec des associations du secteur afin d'améliorer les méthodes de quantification, de mieux définir les facteurs d'émission et d'établir les meilleures pratiques de gestion pour réduire les émissions. Le plan de réduction des émissions de la Société pour 2018 est décrit dans son plan de réduction des émissions liées aux installations, lequel fait partie de son plan de conformité.

À la fin de 2016, le gouvernement du Canada a annoncé la mise en œuvre du Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques (le « cadre »). Le cadre vise à soutenir les engagements internationaux du

Canada pour la réduction des émissions de GES et la lutte contre les changements climatiques. Le cadre comprend des éléments comme un modèle national de tarification du carbone (qui vise à établir une tarification du carbone uniforme à l'échelle nationale), des mesures complémentaires et la promotion de l'innovation. En mai 2017 et en janvier 2018, le gouvernement du Canada a publié des détails sur la mise en œuvre proposée d'un filet de sécurité sur la tarification du carbone qui s'appliquera à toute province et à tout territoire qui ne dispose pas d'un régime de tarification du carbone conforme au modèle national (comme il est décrit dans le cadre) d'ici la fin de 2018. L'incidence du cadre, qui s'ajoutera à celle du Programme de plafonnement et d'échange et du Plan d'action contre le changement climatique de l'Ontario, est inconnue à l'heure actuelle, mais fait l'objet d'une surveillance étroite et continue.

En mai 2017, ECCC a publié le « Projet de règlement concernant la réduction des rejets de méthane et de certains composés organiques volatils (secteur du pétrole et du gaz en amont) » (le « projet de règlement sur le méthane »), afin d'aider à réduire les émissions de méthane provenant du secteur pétrolier et gazier du Canada. Le projet de règlement sur le méthane devrait introduire de nouvelles exigences réglementaires afin de réduire les émissions de méthane aux installations de stockage et de transport du gaz naturel. Union Gas continuera de surveiller l'évolution de la réglementation, d'en évaluer les incidences éventuelles et de participer aux consultations menées par ECCC. Le projet de règlement sur le méthane devrait être finalisé en 2018 et entrer en vigueur entre 2020 et 2023, selon le type d'émissions.

Risque de marché

La conjoncture économique générale, le prix absolu et relatif de l'énergie, les cours du change, la concurrence à l'échelle locale et internationale ainsi que la législation et la réglementation gouvernementales ont une incidence sur les ventes aux clients industriels. L'économie nord-américaine a enregistré une croissance modeste en 2017, mais cette croissance devrait s'améliorer davantage en 2018. Le marché du gaz naturel de l'Ontario tirera parti de cette amélioration tout en subissant l'incidence des forces négatives du marché découlant de la mondialisation et d'une technologie présentant une meilleure efficacité énergétique.

La demande d'électricité en Ontario augmente peu en raison de la destruction permanente de la demande du secteur industriel et de l'économie d'énergie qui a été réalisée, ce qui s'est traduit par une offre excédentaire d'électricité. Cette situation, qui s'ajoute à la prolongation de la durée de vie de tranches nucléaires précédemment déclarées hors service à Pickering, a donné lieu au non-renouvellement de plusieurs ententes d'achat d'énergie conclues avec certaines centrales alimentées au gaz naturel, qui ne sont pas des services publics (plus précisément, Northland Cochrane, Atlantic North Bay et Kapuskasing). D'autres facteurs touchent le marché de l'électricité, notamment les suivants : l'annonce faite par la province de Québec, selon laquelle celle-ci vendra à l'Ontario de l'hydroélectricité, qui supplantera la production d'électricité alimentée par le gaz, et l'annonce faite par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») de son intention de remplacer les ententes d'achat d'électricité à long terme par des ventes aux enchères de capacité. En même temps que la SIERE progresse dans le renouvellement de son marché, il se peut que le contexte commercial des centrales au gaz continue de se modifier. Ces changements de politiques et de dynamiques de marché pourraient avoir une incidence sur notre capacité à renouveler à l'avenir nos contrats avec des centrales existantes. Les produits tirés des centrales alimentées au gaz naturel ont reculé en raison du non-renouvellement des ententes d'achat d'électricité avec ces centrales, comme il est mentionné plus haut.

Les ventes aux clients résidentiels et aux clients de petits commerces et de petites entreprises de Union Gas subissent l'incidence de l'augmentation de la clientèle dans le réseau, du prix du gaz naturel, des températures de plus en plus douces qui ne sont pas entièrement reflétées dans les tarifs et de l'adoption continue de produits présentant une meilleure efficacité énergétique. Les ajouts de nouveaux clients en 2018 devraient continuer de cadrer avec les tendances de 2017. Les prix élevés de l'électricité renforcent le marché de la conversion.

Une large proportion de nos installations de transport fait l'objet d'un renouvellement annuel. Les modalités standards de nos contrats prévoient le renouvellement automatique des contrats, après l'échéance initiale, pour une durée de un an à la fois, à moins que les clients ne fournissent un préavis de deux ans s'ils souhaitent résilier le contrat. Les futurs avis de résiliation et la revente de la capacité liée aux contrats qui sont résiliés dépendent de la demande à l'égard de la capacité, laquelle fluctue en fonction des variations des flux de gaz dans la région des Grands Lacs. Ils dépendent également de la capacité de transport en aval de Parkway. Tout nouveau projet

ajoutant de la capacité en aval permettra aux clients situés en aval de l'Ontario, au Québec et au nord-est des États-Unis d'accéder à l'approvisionnement de Dawn. Nous avons reçu des avis de résiliation correspondant à une capacité d'environ 0,19 Gpi³/j en 2018 et 0,05 Gpi³/j en 2019 pour le réseau de Dawn à Parkway. Cette capacité liée aux contrats résiliés permettra de répondre aux nouvelles demandes de services de transport et de soutenir la croissance dans les territoires visés par les concessions.

Risque sur marchandises

Les variations du prix du gaz naturel ont une incidence sur les coûts liés à nos achats de gaz naturel pour combler nos propres besoins d'exploitation ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en gaz que nous engageons pour les clients de notre réseau ou que nous percevons de ces derniers. Notre politique d'approvisionnement en gaz comprend principalement des contrats dont le mécanisme de fixation des prix reflète les variations mensuelles et quotidiennes du prix du gaz. La volatilité des prix des marchandises et les niveaux de prix absolu ont également une incidence sur la quantité de gaz naturel utilisée par les clients. L'écart entre les montants de référence approuvés par la CEO et les coûts réellement engagés est différé dans les bilans aux fins de l'utilisation future assujettie à l'approbation de la CEO.

Risque lié au prix du carbone

Union Gas a l'obligation d'acheter des droits d'émissions de GES au nom de nos clients et pour nos propres émissions. Les variations du prix du carbone ont une incidence sur les coûts liés à la conformité au Programme de plafonnement et d'échange pour nos propres besoins d'exploitation ainsi que sur les coûts liés à la conformité que nous engageons pour les clients de notre réseau ou que nous percevons de ces derniers. L'écart entre les montants de référence approuvés par la CEO et les coûts réellement engagés est différé dans les bilans aux fins de l'utilisation future assujettie à l'approbation de la CEO.

Risque de crédit

Le risque de crédit représente la perte que nous pourrions subir si une contrepartie ne parvenait pas à remplir ses obligations contractuelles. Nous analysons la situation financière du tiers avant de conclure une entente, obtenons une garantie au besoin, établissons des limites de crédit et surveillons, de façon continue, la pertinence de ces limites.

Notre exposition au risque de crédit correspond au risque de recouvrement des créances pour services rendus et au risque lié aux déséquilibres des volumes de gaz naturel qui surviennent habituellement dans le cadre de services rendus sur le marché des achats directs et sur le marché hors concession.

Dans le cours normal de nos activités, nous consentons des prêts de gaz naturel à des tiers à même nos réserves de gaz stocké. Le montant de remplacement des prêts de gaz naturel au 31 décembre 2017 se chiffrait à 93 M\$ (2016 – 84 M\$). Nous gérons le risque de crédit lié aux prêts de gaz en soumettant ces tiers aux mêmes politiques de crédit que celles que nous imposons à tous nos clients.

Risque lié aux conditions météorologiques

Nos tarifs approuvés par la CEO sont assujettis aux conditions météorologiques, puisque le volume constitue la composante principale de nos tarifs. Les prévisions de volume utilisées pour fixer les tarifs approuvés par la CEO supposent des conditions météorologiques normales. Ces conditions normales, conformément aux exigences de la CEO, se fondent sur un ratio de 50:50 composé de 50 % de la moyenne de 30 ans et 50 % de la projection de la tendance de 20 ans pour 2013 et pour l'avenir. Étant donné qu'une grande partie du gaz distribué aux marchés résidentiel et commercial est utilisée pour chauffer des locaux et est facturée à des tarifs fixés selon les volumes, les écarts par rapport aux températures normales influent fortement sur notre consommation de gaz et nos résultats financiers.

Risque réglementaire

Nos activités et nos actifs liés au gaz naturel sont régis par des règlements mis en place par des autorités de réglementation fédérales, provinciales et municipales, dont la CEO, et par diverses autorités fédérales et provinciales en vertu des lois environnementales. Les règlements touchent pratiquement tous les aspects de nos activités, notamment la capacité d'établir les modalités et les tarifs pour la prestation de services, de procéder à

des acquisitions, de construire, d'agrandir et d'exploiter des installations, d'émettre des titres de capitaux propres et d'emprunt et de verser des dividendes.

En outre, les autorités de réglementation au Canada ont pris des mesures pour stimuler les forces du marché dans le secteur des gazoducs, ce qui a donné lieu à une intensification de la concurrence. Dans un certain nombre de marchés clés, les exploitants de gazoducs et d'installations de stockage de gaz naturel sont soumis à des pressions concurrentielles provenant de plusieurs nouveaux intervenants du secteur, tels que des fournisseurs de sources d'énergie concurrentes et des concurrents habituels du secteur des gazoducs. L'intensification de la concurrence stimulée par les modifications réglementaires pourrait avoir une incidence importante sur nos activités, nos bénéfices, notre situation financière et nos flux de trésorerie.

Nos gazoducs et les installations connexes sont aussi régis par la Commission des normes techniques et de la sécurité (la « CNTS ») de l'Ontario, tandis qu'une petite partie est régie par l'Office national de l'énergie du Canada (l'« ONE »). Grâce à notre participation au Conseil consultatif sur le gaz naturel et aux groupes de réduction des risques liés à la CNTS, nous avons la possibilité de communiquer nos commentaires relativement à l'orientation des changements réglementaires. De plus, Union Gas participe activement aux comités des codes et des normes techniques de l'Association canadienne de normalisation. Les modifications apportées aux règlements de l'Ontario par la CNTS pourraient avoir une incidence sur notre programme de gestion de l'intégrité, et la direction qu'emprunte l'industrie américaine à l'heure actuelle pourrait se traduire par de nouvelles exigences réglementaires. Compte tenu de la maturité de nos programmes de gestion de l'intégrité, de potentiels changements ne devraient pas avoir une incidence significative sur l'organisation. Nous disposons d'un nombre très limité d'actifs réglementés par l'ONE. Aussi les modifications apportées au système de gestion et aux mesures de rendement de l'ONE ne devraient pas avoir d'incidence considérable sur nos activités. Union Gas a recours à un système complet et intégré de gestion de l'exploitation pour gérer les activités de l'organisation. Nous avons aligné notre système de gestion de l'exploitation sur le nouveau cadre du système de gestion intégrée d'Enbridge, en assurant sa conformité avec les exigences légales et réglementaires et la norme d'entreprise d'Enbridge. Nous avons tenu compte des exigences de l'ONE et avons amélioré notre système de gestion de l'exploitation afin d'être en mesure de répondre aux exigences. Ce système de gestion fournit la structure et la discipline nécessaires pour nous assurer que nous exerçons nos activités d'une manière démontrant la mise en place et le respect de mesures de sécurité sur les plans juridique et réglementaire.

Risque lié à la concurrence

Étant donné que nos activités de distribution sont régies par la CEO, elles ne font généralement pas l'objet d'une concurrence par un tiers sur le territoire de nos concessions de distribution. Toutefois, par suite d'une décision rendue en 2006 par la CEO, le contournement physique du réseau de Union Gas pourrait être permis, même sur le territoire de nos concessions. En outre, la décision de la CEO dans le cadre de son instance d'application générale sur l'expansion dans les collectivités établit un cadre qui facilite l'entrée de nouveaux participants et permet la concurrence en ce qui concerne l'offre de services aux collectivités rurales et aux Premières Nations qui n'ont actuellement pas accès au gaz naturel.

Union Gas fait concurrence à d'autres sources d'énergie, telles que l'électricité, le charbon, le propane et le mazout, qui sont offertes à ses clients et à ses utilisateurs finaux. Les facteurs qui influent sur la demande de gaz naturel comprennent la fluctuation des prix, la disponibilité du gaz naturel et d'autres formes d'énergie, l'activité économique, la conservation, les dispositions législatives, la réglementation gouvernementale, la capacité de se convertir à un carburant de remplacement, les conditions météorologiques ainsi que d'autres facteurs.

Risque lié au marché du stockage

Nous vendons nos services de stockage selon la volatilité et les écarts saisonniers caractérisant les prix sur le marché du gaz naturel. Si la volatilité ou les écarts saisonniers des prix du gaz naturel sur le marché diffèrent des normes historiques ou si la capacité de stockage offerte aux marchés du gaz naturel par rapport à la demande croît de manière importante, notre approche visant à gérer notre capacité de stockage fondée sur le marché, au moyen d'un portefeuille de contrats dont les modalités sont variées, pourrait ne pas suffire à nous protéger contre d'importantes variations des produits tirés des activités de stockage, y compris une baisse possible liée au renouvellement de contrats.

Les modalités standards de nos contrats de stockage ne permettent pas de renouvellements automatiques, mais ont habituellement une durée de un an à cinq ans. Les prix liés au stockage sont assujettis aux conditions du marché lors de la renégociation des contrats. En raison des changements qui surviennent sur les marchés de production d'électricité de la province, il y a un risque lié à la renégociation des contrats de stockage conclus avec les producteurs d'électricité de la province arrivant à expiration, y compris des risques liés au volume et au prix.

Risque lié à la mesure du gaz

Le calcul des quantités de gaz distribuées et reçues fait ressortir des écarts découlant du processus de mesure. Le coût de ces écarts est traité comme des pertes de gaz. Les tarifs associés au stockage, au transport et à la distribution de gaz, approuvés par la CEO et en vigueur en janvier 2013, ont été réinitialisés afin de recouvrer une perte de gaz estimative fondée sur la situation réelle des trois exercices précédents, qui est inférieure aux montants précédemment inclus dans les tarifs. L'écart entre l'estimation comprise dans les tarifs et le coût réel de la perte de gaz découle d'erreurs de mesure et d'estimation. En vertu du cadre réglementaire à tarif d'encouragement en vigueur, l'incidence de ces variations sur nos résultats financiers est limitée à 5 M\$.

Risque lié au financement

Une part importante de nos activités est financée au moyen d'emprunts. Il n'est pas rare que l'échéance et le profil de remboursement de la dette utilisée pour financer les investissements ne correspondent pas au calendrier des flux de trésorerie tirés des actifs. Par conséquent, nous comptons sur l'accès aux marchés financiers à court et à long terme comme source de liquidités pour répondre aux besoins en capital non comblés par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et pour financer les placements qui, à l'origine, ont été effectués au moyen d'emprunts. Diverses agences de notation attribuent à l'heure actuelle une note de grande qualité à notre dette à long terme. Si les agences de notation nous attribuaient une note inférieure, nos coûts d'emprunt pourraient augmenter éventuellement de manière importante. En outre, nous serions probablement tenus de payer un taux d'intérêt plus élevé pour les financements futurs, et notre bassin d'investisseurs éventuels ainsi que nos sources de financement possibles pourraient diminuer.

Nous sommes assujettis à des clauses restrictives à long terme qui comprennent des restrictions relatives au paiement de dividendes et des exigences relatives à la satisfaction de ratios de couverture spécifiques des intérêts avant l'émission de nouveaux titres d'emprunt à long terme. Même si nous prévoyons que ces clauses n'auront aucune incidence sur nos programmes de financement actuels, une réduction de nos bénéfices pourrait limiter le versement de dividendes futurs et le niveau de nouveaux titres d'emprunt à long terme disponibles pour nous. Nous maintenons une facilité de crédit renouvelable afin de soutenir nos programmes de papier commercial aux fins d'emprunts à court terme. Cette facilité comprend une restriction financière qui limite le montant de la dette exprimé en pourcentage du capital total. Le non-respect de cette restriction pourrait nous empêcher d'émettre du papier commercial ou d'effectuer des emprunts en vertu de la facilité de crédit renouvelable et pourrait nous obliger à rembourser immédiatement tout montant tiré et impayé en vertu d'autres ententes de crédit renouvelable, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos flux de trésorerie.

Advenant notre incapacité à obtenir des capitaux à des taux concurrentiels, notre capacité à financer nos activités d'exploitation et à mettre en œuvre notre stratégie pourrait être compromise. Les restrictions imposées relativement à notre accessibilité aux marchés des capitaux pourraient également nuire à notre capacité à mener à bien notre plan d'affaires selon le calendrier établi. L'incapacité d'accéder aux capitaux pourrait restreindre notre capacité à procéder à des améliorations ou à des acquisitions sur lesquelles nous aurions autrement misé aux fins de croissance future. Tout déclassement ou tout autre événement ayant une incidence défavorable sur les notations de crédit pourrait se traduire par une hausse des coûts d'emprunt ou par un accès plus limité aux sources de financement.

Risque lié aux ressources humaines

L'effectif de Union Gas est formé de salariés syndiqués et non syndiqués. Les interruptions de travail découlant du processus de négociation des conventions collectives peuvent avoir des répercussions sur nos activités courantes. Les modifications prévues aux données démographiques des effectifs et la pénurie future de métiers spécialisés demeurent des questions d'actualité sur lesquelles se penche Union Gas. La totalité des conventions

collectives de Union Gas expireront entre décembre 2017 et mai 2018. Le groupe responsable des relations de travail rencontre actuellement les divers syndicats pour négocier de nouvelles conventions.

Risque lié à l'exécution

Nous entretenons des liens contractuels étendus avec des producteurs de gaz naturel, des clients, des négociants, des entreprises commerciales, des sociétés industrielles et d'autres parties. Le risque de non-exécution par nous ou par une partie contractante peut être analysé et atténué, mais ne peut être entièrement éliminé, et pourrait avoir une incidence sur nos bénéfices, notre situation financière et nos flux de trésorerie. La tendance au regroupement de clients et de partenaires peut augmenter l'importance d'un manquement.

Risque lié aux litiges

Dans le cours normal de ses activités, Union Gas peut faire l'objet de réclamations et de poursuites sur le plan de l'environnement, entre autres, et elle peut faire face à d'autres éventualités. Bien qu'il soit possible que, dans certaines circonstances, nous ayons à assumer des obligations pour lesquelles aucune provision n'a été constituée, nous n'avons aucune raison de croire que l'issue des questions actuellement connues aurait une incidence significative sur nos états financiers.

Risque lié aux installations

Nos activités reposent sur un ensemble complexe et important d'installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel. Ces installations, comme toute autre installation industrielle, sont exposées à des risques de pannes occasionnelles. Selon les circonstances, ces pannes peuvent entraîner des manques à gagner ou une augmentation des coûts d'entretien.

Risque politique

La province fait état d'importants déficits financiers et a pris d'importants engagements. Par conséquent, on s'attend à ce que le gouvernement provincial actuel cherche de nouvelles sources de revenus, y compris des flux de rentrées non fiscaux comme les frais et les redevances. Pour le moment, nous ne prévoyons aucune incidence significative sur les résultats financiers de Union Gas.

Risque lié à l'environnement, à la santé et à la sécurité

Il existe un éventail de dangers et de risques d'exploitation inhérents aux activités de stockage, de transport et de distribution du gaz naturel, tels que des fuites, des explosions et des problèmes mécaniques susceptibles de se solder par des pertes financières importantes. En outre, ces risques peuvent causer des blessures graves, des pertes de vies humaines, des dommages matériels importants, de la pollution environnementale et le ralentissement des activités, qui pourraient entraîner des pertes importantes. En ce qui concerne les gazoducs et les installations de stockage situés à proximité de régions peuplées, y compris des quartiers résidentiels, des centres commerciaux, des sites industriels et d'autres lieux de rassemblement, les dommages causés par la matérialisation de tels risques pourraient être plus importants. Nous ne sommes pas entièrement assurés contre ces risques et ces pertes, et l'assurance dont nous disposons pourrait ne pas suffire à couvrir la totalité des dommages éventuels découlant de ces risques et de ces pertes. Par conséquent, la concrétisation de l'un de ces risques pourrait avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos bénéfices, notre situation financière et nos flux de trésorerie.

Protection contre les activités terroristes potentielles

La menace terroriste, compte tenu de l'importance de l'industrie du gaz naturel, soumet nos activités à des risques plus élevés qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités. Ce risque est particulièrement élevé pour des sociétés comme la nôtre, qui exercent des activités dans tout secteur de l'infrastructure énergétique qui traite des hydrocarbures gazeux et liquides volatils. La menace terroriste, y compris le cyberterrorisme, expose nos activités à des risques plus élevés qui pourraient avoir une incidence importante sur nos activités. Particulièrement, nos coûts en capital et nos charges d'exploitation pourraient augmenter en raison de la mise en place de mesures de sécurité plus rigoureuses pour nos installations et nos gazoducs, notamment des dispositifs de sécurité additionnels pour les installations et les gazoducs et du personnel de sécurité supplémentaire. De plus, tout dommage matériel à des installations importantes découlant d'actes terroristes pourrait ne pas être couvert, ou n'être couvert que partiellement, par les assurances. Nous pourrions

être tenus d'engager des sommes considérables pour réparer toute installation endommagée. Ces dépenses pourraient nuire à nos flux de trésorerie et à nos activités. Une cyberattaque pourrait aussi mener à une interruption importante de nos activités ou à la publication non autorisée d'information confidentielle ou d'information autrement protégée, ce qui pourrait nuire à notre réputation ou mener à des pertes financières.

Les changements survenus dans les marchés de l'assurance imputables à des actes terroristes pourraient rendre plus difficile l'obtention de certains types d'assurance. En outre, les couvertures d'assurance disponibles pourraient être beaucoup plus dispendieuses que notre couverture actuelle. L'instabilité que le terrorisme ou la guerre pourraient entraîner sur les marchés financiers pourrait également avoir une incidence sur notre capacité de mobiliser du capital.

Risque lié aux régimes de retraite

Les charges que nous engageons au titre des régimes de retraite à prestations déterminées sont tributaires d'un certain nombre de facteurs, tels que le rendement de l'actif du régime, les taux d'actualisation utilisés pour calculer le passif au titre du régime de retraite, les gains et pertes actuariels, la réglementation future imposée par les gouvernements et nos cotisations aux régimes. Sans une croissance soutenue des placements du régime de retraite au fil du temps visant à augmenter la valeur de l'actif de notre régime et selon les autres facteurs énumérés ci-dessus ayant une incidence sur nos charges, nous pourrions subir de la volatilité à l'égard de notre actif net, de nos charges et de notre financement. Cette volatilité pourrait avoir une incidence importante sur nos bénéfices et nos flux de trésorerie.

Risque lié aux terres

Divers groupes autochtones de l'Ontario ont réclamé des droits ancestraux et issus de traités sur des régions où sont situées des installations de Union Gas et sur les territoires d'approvisionnement en gaz desservis par ces installations. Outre les groupes autochtones, d'autres propriétaires fonciers ont revendiqué leurs droits relativement à la région visée par les concessions de Union Gas. L'existence de ces revendications pourrait susciter de l'incertitude future concernant le régime foncier et l'expansion instaurés à l'issue des négociations. Nous continuons de planifier et de gérer de façon proactive les risques associés à ces questions et de travailler avec les organismes de réglementation du gouvernement provincial à cet égard.

Risque lié à la réalisation de projets d'investissement

Une part de notre croissance est attribuable à la construction de nouveaux gazoducs et installations de stockage, ainsi qu'à l'agrandissement des installations existantes.

La construction de ces installations est assujettie à divers risques liés à la réglementation, à la mise en valeur, aux activités d'exploitation et au marché, dont la capacité d'obtenir les approbations et les permis nécessaires auprès des organismes de réglementation et des municipalités en temps opportun et selon des modalités acceptables, ainsi que de conserver les approbations et les permis obtenus et de respecter leurs modalités; la disponibilité de la main-d'œuvre qualifiée, du matériel et des matériaux nécessaires à la réalisation des projets d'agrandissement; les changements potentiels aux lois et aux règlements fédéraux, provinciaux et municipaux, y compris les exigences environnementales, susceptibles de bloquer un projet ou d'en augmenter le coût prévu; les obstacles à notre capacité d'obtenir les droits de passage ou les droits fonciers nécessaires en temps opportun et selon des modalités acceptables; la capacité de construire des projets en respectant les prévisions de coûts, y compris le risque de dépassements de coûts résultant de l'inflation, des taux de change ou de la hausse des coûts du matériel, des matériaux et de la main-d'œuvre, des conditions météorologiques, des conditions géologiques ou d'autres facteurs sur lesquels nous n'avons pas de prise et qui pourraient être significatifs; la conjoncture économique générale, qui influe sur la demande d'infrastructures de gaz naturel.

L'un ou l'autre de ces risques pourrait empêcher la réalisation d'un projet, le retarder ou en augmenter le coût prévu. Ainsi, les nouvelles installations pourraient ne pas produire le rendement prévu, ce qui se répercuterait sur nos bénéfices, notre situation financière et nos flux de trésorerie.

Mise en valeur du gaz de schiste

Les communautés et la classe politique ont récemment exercé des pressions relativement à la production et au transport du gaz naturel provenant des bassins de schiste. Or, même si nous croyons toujours que le gaz naturel reste une solution énergétique viable pour le Canada et les États-Unis, ces pressions pourraient entraîner une hausse des coûts et/ou un ralentissement du projet d'aménagement de gazoducs et/ou de la production de gaz naturel de ces bassins de schiste, ce qui, par conséquent, aurait une incidence négative sur nos projets de croissance et sur notre accès à cet approvisionnement de gaz naturel.

Risque de change

Le risque de change représente le risque lié aux profits ou aux pertes découlant de la volatilité des taux de change. La Société génère certains produits libellés en dollars américains. Par conséquent, le bénéfice et les flux de trésorerie de la Société sont exposés aux fluctuations imputables à la variabilité du cours du dollar américain.

Au cours du troisième trimestre de 2017, Union Gas a repris un certain nombre de contrats de stockage liés à des clients d'EGD, dont certains sont libellés en dollars américains. EGD a également nové des couvertures des flux de trésorerie qui servaient à gérer l'exposition aux fluctuations des taux de change relativement aux contrats de stockage visés, l'obligation connexe étant transférée à Union Gas.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

À l'occasion, nous fournissons des services à Enbridge et à Spectra Energy et ses sociétés affiliées (parties liées) et engageons des coûts en leur nom, lesquels sont ultérieurement remboursés. De même, certaines parties liées peuvent nous fournir des services ou engager des frais en notre nom, que nous leur remboursons ensuite. Nous fournissons également du gaz naturel ainsi que des services de stockage et de transport à des parties liées, et achetons du gaz naturel et recevons ces mêmes services de parties liées. Ces transactions se déroulent dans le cours normal des activités et sont comptabilisées aux valeurs d'échange convenues entre les parties liées.

En outre, des parties liées nous fournissent des services généraux centralisés, aux termes d'ententes conclues avec des parties liées, qui ont trait, notamment, aux affaires juridiques, à la comptabilité, à la conformité, à la trésorerie et aux technologies de l'information et d'autres services, ainsi que certains services d'ingénierie et autres. Nous remboursons aux parties liées les coûts qu'elles engagent pour nous fournir ces services, de même que d'autres dépenses qu'elles effectuent pour notre compte. Les remboursements exigés par les parties liées se fondent sur le coût des services rendus ou sur différentes méthodes de calcul fondées sur notre pourcentage de l'actif, de l'effectif, des bénéfices ou d'autres mesures par rapport au pourcentage attribuable aux autres parties liées d'Enbridge et de Spectra Energy.

Dans le cours normal des activités, nous versons des fonds non garantis à Westcoast ou en obtenons de sa part. Nous avons également un billet pour emprunter des fonds non garantis à GLBE, jusqu'à concurrence de 150 M\$.

Le 31 juillet 2017, nous avons conclu une entente générale de stockage de gaz (l'« entente ») avec EGD, une nouvelle société affiliée sous contrôle commun à la suite de la fusion, aux termes de laquelle, nous avons convenu d'utiliser la totalité de la capacité de stockage non réglementée et du potentiel de livraison d'EGD à compter de septembre 2017. Parallèlement à l'entente, nous avons conclu une entente d'assignation de contrats de stockage avec EGD aux termes de laquelle nous prenons en charge les contrats de clients d'EGD liés à la capacité de stockage non réglementée assignée à compter de septembre 2017. Le 29 septembre 2017, EGD a nové la totalité de ses instruments dérivés liés à des contrats de change à terme, l'obligation connexe étant transférée à la Société.

Le tableau qui suit présente les transactions que nous avons conclues avec des parties liées.

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits tirés du transport et du stockage	Coûts liés à l'achat, au stockage et au transport de gaz	Charges (encaissements) lié(e)s aux services partagés ^{a)}	Total
2017				
St Clair Pipelines Partnership, une division de Westcoast Pipeline and Field Services, une division de Westcoast	—	1	—	1
Westcoast Energy Inc.	—	—	(4)	(4)
Spectra Energy Gas Transmission LLC	—	—	(1)	(1)
Sarnia Airport Storage Pool Limited Partnership	—	—	12	12
Market Hub Partners L.P.	(1)	5	—	4
Enbridge Gas Distribution Inc.	—	1	—	1
Tidal Energy Marketing Inc.	(113)	7	—	(106)
Tidal Energy Marketing (US) LLC	(4)	—	—	(4)
St. Lawrence Gas Company Inc.	—	5	—	5
Express-Platte Pipeline L.P.	(1)	—	—	(1)
Total	—	—	(1)	(1)
2016	(119)	19	6	(94)
St Clair Pipelines 1996, une division de Westcoast Pipeline and Field Services, une division de Westcoast	—	—	(2)	(2)
Spectra Energy Empress L.P.	—	—	(4)	(4)
Spectra Energy Gas Transmission LLC	—	21	—	21
Sarnia Airport Storage Pool Limited Partnership	—	—	21	21
Total	—	4	—	4
	—	25	15	40

a) Exclut les ententes de rémunération.

Les montants nets à recevoir des parties liées (ou à leur verser) s'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars, montant net)</i>	2017	2016
Enbridge Gas Distribution Inc.	11	—
Tidal Energy Marketing Inc.	1	—
Spectra Energy Gas Transmission LLC	(4)	(1)
Enbridge Inc.	(2)	—
Westcoast Energy Inc.	—	(253)
Autres	1	—
Total^{a)}	7	(254)

a) Au 31 décembre 2017, un montant de 9 M\$ (2016 – 5 M\$) était comptabilisé au poste Créditeurs et charges à payer, un montant de 16 M\$ (2016 – 4 M\$) était comptabilisé au poste Débiteurs et autres et un montant de néant (2016 – 253 M\$) était comptabilisé au poste Emprunts à court terme aux bilans.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nous investissons les surplus de trésorerie dans des instruments du marché monétaire à court terme de première qualité émis par des contreparties hautement solvables.

Nous miserons sur nos flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et de différentes transactions de financement pour financer nos besoins de trésorerie et nos besoins en capital, ce qui pourrait comprendre des émissions de titres d'emprunt à court terme et à long terme, des apports en capital ainsi que l'utilisation de prêts consentis par Westcoast et GLBE. Nous avons accès à une facilité de crédit renouvelable qui est principalement

utilisée comme filet de sécurité pour notre programme de papier commercial, lequel pare aux fluctuations à court terme de notre fonds de roulement et permet le financement temporaire de nos dépenses d'investissement.

Variations des flux de trésorerie

	Exercices clos les 31 décembre	
<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Activités d'exploitation	724	439
Activités d'investissement	(1 030)	(1 036)
Activités de financement	298	619

Activités d'exploitation

La période de chauffage de Union Gas s'étend approximativement de novembre à mars. Nous commençons la période de chauffage hivernale avec des stocks de gaz naturel qui atteignent pratiquement la capacité, mais dans lesquels nous puisons tout au long de la période de chauffage. Le niveau des stocks à la fin de l'exercice, en décembre, connaît une baisse et contribue conséquemment à générer des flux de trésorerie positifs provenant de l'exploitation au premier trimestre. Après la fin de cette période, les stocks sont reconstitués pour la période suivante. Au cours du troisième trimestre, les ajouts aux stocks de gaz excèdent généralement les prélèvements, ce qui a une incidence négative sur les flux de trésorerie. Au cours du quatrième trimestre, les stocks de gaz diminuent, les prélèvements surpassant les ajouts.

Certains de nos clients s'approvisionnent en gaz naturel directement auprès de négociants. Les négociants nous fournissent habituellement le gaz de façon uniforme pendant l'année, tandis que la consommation de gaz de la plupart de leurs clients varie en fonction de la saison. Selon notre processus de facturation normal, nous facturons le gaz aux clients des négociants au fur et à mesure qu'il est consommé et remboursons aux négociants les montants facturés lorsqu'ils nous livrent le gaz. Au cours des premier et quatrième trimestres de l'exercice, les clients consomment donc généralement plus de gaz que la quantité qui nous est fournie par les négociants, si bien que nous percevons des montants de la part des clients des négociants qui génèrent des flux de trésorerie positifs. Au cours des deuxième et troisième trimestres, les négociants livrent plus de gaz que n'en consomment les clients, ce qui a pour effet de générer des flux de trésorerie négatifs. Il s'agit de tendances saisonnières normales.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont augmenté en raison surtout des variations du fonds de roulement, en particulier en ce qui a trait aux obligations liées à la conformité en matière de GES découlant des clients de la Société.

Activités d'investissement

Les activités d'investissement comprennent les dépenses d'investissement liées aux immobilisations corporelles et aux immobilisations incorporelles. Les tableaux suivants résument les dépenses d'investissement.

	Exercices clos les 31 décembre		
	2018	2017	2016
	<i>(estimation)</i>		
Stockage et transport	23 %	61 %	73 %
Distribution	67 %	33 %	24 %
Matériel général	10 %	6 %	3 %
Total des dépenses d'investissement	100 %	100 %	100 %

(en millions de dollars)	Exercices clos les 31 décembre		
	2018	2017	2016
	(estimation)		
Projets d'expansion	336	528	834
Projets d'entretien	247	225	202
Total des dépenses d'investissement	583	753	1 036

Les dépenses d'investissement pour 2017 ont été inférieures à celles de 2016, essentiellement en raison des projets d'expansion de Dawn à Parkway et de Burlington-Oakville, qui ont été mis en service en 2016.

En 2017, les principaux projets d'expansion suivants ont été mis en service :

- Projet de Dawn à Parkway pour 2017 – Une expansion de 0,4 Gpi³/j de la capacité du réseau de transport de Dawn à Parkway, qui consiste en l'ajout d'un nouveau compresseur de 44 500 chevaux-puissance à chacune de nos stations de compression de Dawn, de Lobo et de Bright. Les compresseurs ont été mis en service aux troisième et quatrième trimestres de 2017.
- Projet d'amélioration du gazoduc Panhandle – Ajout d'une capacité de transport de 0,1 Gpi³/j au réseau Panhandle de Union Gas, afin de répondre à la demande des secteurs résidentiel, commercial et industriel le long du corridor allant de Chatham à Windsor. Ce projet, qui consistait à remplacer une canalisation de 16 pouces par une canalisation de 36 pouces sur 40 km et à apporter des modifications à la station de Dawn ainsi qu'à d'autres stations de Panhandle, a été mis en service en novembre 2017.
- Expansion dans les collectivités – Union Gas a commencé à desservir deux nouvelles collectivités en 2017 : Lambton Shores et la Première Nation de Kettle Point, ainsi que Milverton. Des gazoducs totalisant environ 60 km ont été installés, ce qui nous permettra de raccorder plus de 1 000 clients.

Les dépenses d'investissement au titre de l'expansion pour 2018 témoignent de notre évaluation constante de l'échéancier des exigences du marché et de la conjoncture générale à long terme prévues. Les importantes dépenses d'investissement au titre des projets d'expansion pour 2018 devraient inclure :

- Expansion dans les collectivités – La Société a des plans pour fournir du gaz naturel et poursuivre l'expansion dans trois nouvelles collectivités en 2018. Tous ces projets nous permettront d'assurer une croissance interne à long terme.
- Canalisation d'embranchement de Sudbury – Le projet de canalisation d'embranchement de Sudbury de 2018 prévoit le remplacement de deux sections distinctes du gazoduc d'origine, installé en 1958. La construction inclut le remplacement d'une canalisation d'un diamètre nominal de 10 pouces et de 12 pouces par une canalisation d'un diamètre nominal de 12 pouces sur 19,8 km entre la station primaire de Coniston et le point de livraison de Walden. Ce projet améliorera la fiabilité du réseau de Sudbury et permettra, grâce au diamètre accru de la nouvelle canalisation, une croissance future.
- Amélioration du réseau de transport de Kingsville – Ce projet de gazoduc prévoit une capacité de 0,06 Gpi³/j pour répondre à la demande ferme croissante le long du réseau Panhandle de Union Gas dans le sud-ouest de l'Ontario. Ce projet comprend la construction d'une nouvelle canalisation d'un diamètre nominal de 20 pouces et d'une longueur de 19 km, à partir du gazoduc de transport Panhandle existant de Union Gas, ainsi que d'une nouvelle station de transport dans la région de Kingsville. Le coût d'investissement prévu de ce projet est d'environ 106 M\$ et la demande d'approbation sera déposée auprès de la CEO au cours du premier trimestre de 2018. Sous réserve de l'approbation de la CEO en ce qui a trait aux installations et au recouvrement connexe en vertu du module de capital marginal inclus dans la demande de FARD, la construction débutera au printemps 2019 en vue d'une mise en service prévue le 1^{er} novembre 2019.

Comme c'était le cas en 2017, les dépenses d'entretien pour 2018 concernent le maintien de l'intégrité des gazoducs et de l'infrastructure connexe existants.

En 2017, les activités d'investissement comprenaient également des flux de trésorerie liés aux instruments de conformité en matière d'émission de GES obtenus par la Société et qui serviront à décharger les clients de leurs obligations en matière d'émission de GES après la période de conformité initiale allant du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2020.

Comme il est présenté dans l'analyse des activités de financement ci-après, nous disposons de financement suffisant pour répondre à nos besoins en matière d'investissement. La direction s'attend à ce que les projets de 2018 soient financés grâce à la combinaison des flux de trésorerie générés par l'exploitation, des facilités de crédit disponibles, d'apports en capital et de l'émission de titres d'emprunt à long terme.

Activités de financement

Les principaux facteurs qui ont pour effet de réduire les flux de trésorerie provenant des activités de financement pour 2017 par rapport à 2016 sont le remboursement des emprunts à court terme, facteur en partie contrebalancé par le remboursement moindre de la dette en 2017, par rapport à 2016, ainsi qu'un apport en capital reçu de GLBE en 2017 de 30 M\$ et une augmentation du papier commercial.

La déclaration de dividendes sur les actions ordinaires est à la discrétion du conseil d'administration. Afin de maintenir la composante en actions ordinaires de notre structure du capital au niveau approuvé par la CEO, nous versons habituellement des dividendes à notre société mère en fonction du bénéfice net, diminué du bénéfice réinvesti dans des projets d'expansion. Pour 2017, nous n'avons versé aucun dividende à GLBE, en raison des importants investissements que nous avons réalisés dans des projets d'expansion (2016 – néant).

Facilité de crédit disponible et clauses restrictives liées aux emprunts

<i>(en millions de dollars)</i>	Date d'échéance	Capacité de la facilité de crédit	Papier commercial en circulation	
			31 décembre 2017	31 décembre 2016
Facilité de crédit consortiale pluriannuelle ^{a)}	2021	700	485	333

a) La facilité de crédit est assortie d'une clause restrictive aux termes de laquelle le ratio d'endettement, tel qu'il est défini dans l'accord, ne doit pas dépasser 75 %, ainsi que d'une clause qui exige que Union Gas rembourse la totalité de ses emprunts aux termes de la facilité pour une période de deux jours, au deuxième trimestre de chaque exercice. Ce ratio était de 67,6 % au 31 décembre 2017 (31 décembre 2016 – 69,0 %). Les émissions de papier commercial, déduction faite de l'escompte, sont garanties par la facilité de crédit.

Cette facilité est destinée à être utilisée essentiellement pour gérer les variations importantes du fonds de roulement auxquelles nous sommes exposés en raison des volumes et des prix liés aux achats et aux ventes de gaz naturel. Union Gas comble la plupart de ses besoins de liquidités à court terme par l'émission de papier commercial à des taux généralement inférieurs au taux préférentiel du prêteur. Notre papier commercial de 2017 a atteint un sommet en octobre, alors qu'il se chiffrait à 700 M\$ (2016 – un sommet de 333 M\$ a été atteint en décembre).

La facilité de crédit disponible était assortie de commissions d'attente moyennes pondérées de 0,085 % sur la tranche non utilisée.

L'émission de papier commercial, de lettres de crédit et d'emprunts renouvelables réduit les montants disponibles au titre de la facilité de crédit. Au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, aucune lettre de crédit n'avait été émise et aucun emprunt renouvelable n'était en cours aux termes de la facilité de crédit. La majeure partie des besoins de liquidités à court terme de la Société est financée par l'émission de papier commercial. Le taux moyen pondéré sur le papier commercial en circulation était de 1,28 % au 31 décembre 2017 (2016 – 0,87 %). Le nombre de jours moyen pondéré jusqu'à échéance au titre du papier commercial en circulation était de 14 jours au 31 décembre 2017 (2016 – 8 jours).

Notre entente de crédit comprend plusieurs clauses restrictives d'ordre financier ou autre, y compris le maintien de certains ratios financiers. Tout manquement à ces clauses restrictives hors du délai de grâce prévu peut se traduire par l'exigibilité anticipée de l'emprunt, la résiliation de l'entente ou les deux. Au 31 décembre 2017 et au

31 décembre 2016, nous nous conformions à toutes ces clauses. En outre, l'entente de crédit prévoit l'exigibilité anticipée des paiements ou la résiliation de l'entente en cas de défaut de paiement, ou, dans certains cas, en raison de l'exigibilité anticipée d'autres emprunts importants de l'emprunteur.

Le total des intérêts payés sur la dette à court terme en 2017 s'est chiffré à 6 M\$ (2016 – 1 M\$).

Union Gas et certaines entreprises liées disposent globalement d'une facilité à vue sous forme de lettres de crédit d'un montant de 400 M\$. Au 31 décembre 2017, Union Gas n'avait aucune lettre de crédit en cours aux termes de cette facilité.

Autres questions de financement

Nous maintenons un prospectus préalable de base auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières, ce qui nous permet d'avoir rapidement accès aux marchés canadiens des titres d'emprunt. Le 28 mars 2017, nous avons déposé un nouveau prospectus préalable de base de 1,5 G\$ prévoyant l'émission de débentures à moyen terme. Le nouveau prospectus préalable remplace le précédent, qui a expiré le 4 janvier 2017. Au 31 décembre 2017, nous disposons, aux termes du prospectus préalable de base, de 1 G\$ aux fins de l'émission de débentures à moyen terme. Le prospectus préalable de base expirera le 28 avril 2019.

En novembre 2017, nous avons émis un montant de 250 M\$ en débentures à moyen terme non garanties portant intérêt à 2,88 % et échéant en novembre 2027 et un montant de 250 M\$ en débentures à moyen terme non garanties portant intérêt à 3,59 % et échéant en novembre 2047. Le produit net des placements a servi à rembourser la dette à court terme et la dette venant à échéance, à financer les dépenses d'investissement et à des fins générales.

ACTIONS EN CIRCULATION^{a)}

	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Actions privilégiées		
Actions privilégiées de catégorie A, série A, rachetables et à dividende cumulatif de 5,5 %	47 672	47 672
Actions privilégiées de catégorie A, série B, rachetables et à dividende cumulatif de 6 %	90 000	90 000
Actions privilégiées de catégorie A, série C, rachetables et à dividende cumulatif de 5 %	49 500	49 500
Actions privilégiées de catégorie B, série 10, rachetables, convertibles et à dividende cumulatif de 4,88 %	4 000 000	4 000 000
Actions ordinaires	57 822 650	57 822 650

a) Les données concernant les actions en circulation sont fournies en date du 16 février 2018.

ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Environnement, santé et sécurité

En avril 2016, le MEACCO a publié une ordonnance du directeur (l'« ordonnance ») citant Union Gas, de même que d'autres parties, comme propriétaire touché relativement à un site contaminé adjacent à une propriété de Union Gas à Hamilton. En mai 2016, Union Gas a interjeté appel de l'ordonnance et, en juin 2016, avec l'approbation du directeur du MEACCO, le Tribunal de l'environnement (le « Tribunal ») a suspendu l'application de certaines parties de l'ordonnance. Le Tribunal a prolongé la suspension de l'ordonnance à plusieurs reprises, ce qui a permis au propriétaire du site (avec la collaboration des propriétaires des terrains adjacents) de préparer un plan d'action, lequel comprend des discussions avec le MEACCO et d'autres voisins (la ville de Hamilton et Infrastructure Ontario). Union Gas continue de surveiller cette affaire et de collaborer avec le

propriétaire de la source de contamination, le MEACCO et les autres propriétaires de terrains adjacents. Le risque de passif environnemental significatif est inconnu à l'heure actuelle.

Obligations contractuelles

Le tableau suivant présente un sommaire de nos obligations contractuelles exigibles par période.

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	2018	2019 et 2020	2021 et 2022	Par la suite
Dettes à long terme ^{a)}	6 503	570	294	607	5 032
Contrats de location simple	33	7	13	13	—
Obligations d'achat ^{b)}	2 407	509	473	311	1 114
Cotisations aux régimes de retraite ^{c)}	20	20	—	—	—
Total des obligations contractuelles^{d)}	8 963	1 106	780	931	6 146

a) Comprend les paiements estimatifs d'intérêts prévus sur la durée de la dette connexe.

b) Comprend les paiements relatifs à la capacité ferme qui nous assurent un accès ferme ininterrompu à des services de transport et de stockage de gaz naturel, les obligations contractuelles d'acheter certaines quantités de gaz naturel et les contrats relatifs aux logiciels ainsi qu'aux services-conseils. Ces montants comprennent également les obligations contractuelles concernant les coûts d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction pour les projets de gazoduc. En raison de l'incertitude entourant le calendrier, toutes les obligations concernant l'approvisionnement ont été incluses en 2018, car il nous est impossible d'estimer de façon raisonnable les paiements exigibles par période.

c) Il nous est impossible d'estimer de façon raisonnable les cotisations aux régimes de retraite après 2018, principalement en raison des incertitudes relatives au rendement des actifs du régime sur le marché.

d) Ne comprend pas les obligations en trésorerie relatives à la mise hors service d'immobilisations. Le montant des flux de trésorerie nécessaires pour régler les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations ne peut être déterminé avec certitude, car Union Gas peut avoir recours à des ressources internes ou externes pour la mise hors service d'immobilisations. Par ailleurs, ces montants ne tiennent pas compte des provisions constituées au titre des litiges, de l'assainissement de l'environnement et des primes d'assurance annuelles nécessaires à l'exploitation et des passifs liés à la réglementation, car Union Gas n'a aucune certitude relativement au montant de ces paiements en trésorerie et au moment où ils devront être effectués. En outre, ces montants ne tiennent pas compte de l'impôt différé et des crédits d'impôt à l'investissement dans les bilans, car les paiements en trésorerie au titre de l'impôt sont déterminés en fonction essentiellement du bénéfice imposable pour chaque exercice. Notre analyse a également révélé qu'aucun paiement ni intérêt relatif aux positions fiscales incertaines n'est prévu en 2018. Il nous est impossible d'estimer de façon raisonnable le calendrier des positions fiscales incertaines et du paiement des intérêts pour les exercices postérieurs à 2018 en raison de l'incertitude relativement au calendrier des règlements en trésorerie auprès des autorités fiscales.

NOUVELLES PRISES DE POSITION FAISANT AUTORITÉ EN COMPTABILITÉ

Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients

L'Accounting Standards Update (« ASU ») 2014-09 a été publiée en mai 2014 dans le but d'améliorer considérablement l'uniformité et la comparabilité des méthodes de comptabilisation des produits entre les diverses entités et secteurs d'activité. Cette nouvelle norme établit un modèle unique à cinq étapes fondé sur les principes qui devra être appliqué à tous les contrats conclus avec des clients et présente des obligations d'information nouvelles et améliorées. Elle exige également l'utilisation d'un nombre plus important d'estimations et de jugements que les normes actuelles, en plus des informations additionnelles à fournir. La nouvelle norme entre en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. La nouvelle norme permet l'adoption selon une approche rétrospective intégrale avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou selon une approche rétrospective modifiée en vertu de laquelle l'incidence cumulative de l'application de la nouvelle norme est comptabilisée à titre d'ajustement des bénéfices non distribués d'ouverture pour la période visée par l'adoption. Nous avons décidé d'adopter la norme portant sur les produits selon l'approche rétrospective modifiée.

Nous avons passé en revue nos contrats afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur nos méthodes de comptabilisation des produits. Selon cette évaluation, nous ne prévoyons aucun écart significatif à l'égard du montant ou du calendrier de comptabilisation des produits en vertu de la nouvelle norme.

En outre, nous apportons actuellement des modifications à nos processus, systèmes et contrôles d'affaires pour répondre aux exigences de la nouvelle norme en matière de comptabilisation et de présentation de l'information.

Pour ce faire, nous avons mis au point et testé des processus visant à fournir les informations qui seront requises à compter du premier trimestre de 2018.

Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

L'ASU 2016-01 a été publiée en janvier 2016 et porte sur certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation des actifs financiers et des passifs financiers, et sur les informations à fournir à leur égard. Les placements dans des titres de capitaux propres, excluant les placements mis en équivalence et consolidés, ne sont plus classés comme des titres détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente. Tous les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur peut être déterminée facilement sont classés comme des placements à la juste valeur par le biais du résultat net. Les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement sont évalués selon une autre méthode d'évaluation de la juste valeur et sont comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur, le cas échéant, montant auquel sont ajoutées ou soustraites les variations découlant de variations de prix observables dans le cadre de transactions normales pour un placement identique ou semblable du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués selon une autre méthode d'évaluation de la juste valeur sont passés en revue pour déterminer s'il existe des indications de dépréciation à chaque période de présentation de l'information financière. La juste valeur des instruments financiers aux fins de la présentation de l'information est évaluée en fonction du prix de sortie. La mise à jour comptable entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon prospective. Nous prévoyons que l'adoption de cette mise à jour comptable n'aura pas d'incidence significative sur nos états financiers.

Comptabilisation des contrats de location

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 afin d'augmenter la transparence et la comparabilité au sein des organisations. Elle exige des locataires dans le cadre de contrats de location simple qu'ils comptabilisent les principaux actifs et passifs liés aux contrats de location dans le bilan et qu'ils présentent des informations clés additionnelles sur les contrats de location. La mise à jour comptable remplace également la définition actuelle d'un contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée comme un contrat de location lorsqu'un client a le droit de tirer la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif, ainsi que le droit de décider de l'utilisation de l'actif. Nous faisons actuellement l'inventaire de nos contrats de location afin d'évaluer l'incidence de cette nouvelle norme sur nos états financiers. La mise à jour comptable entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et sera appliquée de façon rétrospective modifiée.

Améliorations de la comptabilisation des paiements fondés sur des actions versés aux employés

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, nous avons adopté l'ASU 2016-09 et avons appliqué certaines modifications de façon rétrospective modifiée, le reste des modifications étant appliquées de façon prospective. Cette nouvelle norme a été publiée en vue de simplifier et d'améliorer plusieurs aspects de la comptabilisation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions, y compris les conséquences fiscales, le classement des attributions dans les capitaux propres ou dans les passifs et le classement dans le tableau des flux de trésorerie. L'adoption de la prise de position n'a pas eu d'incidence significative sur nos états financiers.

Comptabilisation des pertes sur créances

L'ASU 2016-13 a été publiée en juin 2016 afin de fournir aux utilisateurs d'états financiers plus de renseignements utiles à l'égard des pertes sur créances attendues pour les instruments financiers et d'autres engagements à octroyer du crédit détenu par une entité présentant l'information financière à chaque date de clôture. Le traitement actuel utilise le modèle des pertes subies pour comptabiliser les pertes sur créances, qui retarde la comptabilisation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte ait été subie. La mise à jour comptable ajoute un nouveau modèle de dépréciation, connu comme étant l'actuel modèle des pertes sur créances attendues, qui est fondé sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Conformément à ces nouvelles directives, une entité comptabilisera une provision correspondant à l'estimation des pertes sur créances attendues, et le Financial Accounting Standards Board considère que cela se traduira par une comptabilisation de ces pertes en temps plus opportun. Nous évaluons actuellement l'incidence de la nouvelle norme sur nos états financiers. La mise à jour comptable entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Simplification du classement des flux de trésorerie

L'ASU 2016-15 a été publiée en août 2016 dans le but de réduire le manque d'uniformité dans les pratiques liées au classement de certaines entrées et sorties de trésorerie dans le tableau des flux de trésorerie. Les nouvelles directives portent sur huit questions précises liées à la présentation. La mise à jour comptable entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon rétrospective. Nous avons évalué les huit questions précises liées à la présentation, et nous avons conclu que l'adoption de cette norme comptable n'aura pas d'incidence significative sur nos états financiers.

Clarification sur la présentation de la trésorerie soumise à restrictions dans le tableau des flux de trésorerie

L'ASU 2016-18 a été publiée en novembre 2016 en vue de clarifier les directives sur le classement et la présentation des variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans le tableau des flux de trésorerie. Les modifications exigent que les variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions soient incluses dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des montants d'ouverture et de clôture dans le tableau des flux de trésorerie. Nous présentons actuellement les variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie. La mise à jour comptable entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon rétrospective. Nous modifierons la présentation dans le tableau des flux de trésorerie afin d'inclure la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, et nous reclasserons de façon rétrospective toutes les données des périodes présentées.

Amélioration de la présentation des coûts nets des avantages pour la période en ce qui concerne les régimes à prestations définies

L'ASU 2017-07 a été publiée en mars 2017 en vue essentiellement d'améliorer la présentation, dans le compte de résultat, des composantes des coûts nets découlant des régimes de retraite pour la période et des coûts nets des avantages complémentaires de retraite pour la période à l'égard des régimes de retraite et des régimes complémentaires de retraite à prestations définies dont l'entité est le promoteur. En outre, seule la composante des coûts des services passés du coût net des prestations peut être admissible à la capitalisation. La mise à jour comptable entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon rétrospective en ce qui concerne la présentation du compte de résultat et de façon prospective en ce qui concerne la composante capitalisation. Nous prévoyons que l'adoption de cette mise à jour comptable n'aura pas d'incidence significative sur nos états financiers.

Clarification des lignes directrices relatives à l'application de la comptabilisation à titre de modification de la rémunération fondée sur des actions

L'ASU 2017-09 a été publiée en mai 2017 en vue de préciser le champ d'application de la comptabilisation à titre de modification et les conditions dans lesquelles cette comptabilisation devrait s'appliquer à un changement apporté aux modalités d'attribution d'un droit à un paiement fondé sur des actions. Conformément à ces nouvelles directives, la comptabilisation à titre de modification est exigée pour tous les changements apportés aux modalités d'attribution d'un droit à un paiement fondé sur des actions, à moins que toutes les conditions suivantes ne soient respectées : 1) la juste valeur de l'attribution ne change pas; 2) les conditions d'acquisition des droits ne changent pas; 3) le classement de l'attribution à titre d'instrument de capitaux propres ou d'instrument d'emprunt ne change pas. La mise à jour comptable entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et doit être appliquée de façon prospective. Nous prévoyons que l'adoption de cette mise à jour comptable n'aura pas d'incidence significative sur nos états financiers.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE*Contrôles et procédures de communication de l'information*

Nous avons établi et maintenu des contrôles et des procédures de communication de l'information visant à fournir une assurance raisonnable : a) que l'information significative devant être présentée est réunie et transmise aux membres de la direction afin de leur permettre de prendre des décisions en temps opportun concernant la communication de l'information; b) que l'information devant être présentée est consignée, traitée, résumée et présentée dans les délais définis par les lois applicables en matière de valeurs mobilières.

Notre direction, avec le concours du président et de la vice-présidente, Finances, a évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information au 31 décembre 2017. Par suite de cette évaluation, le président et la vice-présidente, Finances, ont conclu que nos contrôles et procédures de communication de l'information, définis aux termes du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs (le « Règlement 52-109 »), sont efficaces aux fins susmentionnées.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière

Il incombe à la direction de concevoir, d'établir et de maintenir un système adéquat de contrôle interne à l'égard de l'information financière. Notre système de contrôle interne a été conçu de manière à fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers à des fins externes sont préparés conformément aux PCGR des États-Unis. En raison de ses limitations intrinsèques, le contrôle interne à l'égard de l'information financière pourrait ne pas prévenir ni détecter toutes les inexactitudes. Par ailleurs, l'extrapolation aux périodes futures de toute évaluation de l'efficacité implique le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements des conditions ou que le degré de conformité avec les politiques ou les procédures se détériore.

Notre direction, avec le concours du président et de la vice-présidente, Finances, a évalué l'efficacité de notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2017 en fonction du cadre de travail présenté dans l'*Internal Control – Integrated Framework* (2013) défini par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. Par suite de cette évaluation, la direction a conclu que notre contrôle interne à l'égard de l'information financière, défini aux termes du Règlement 52-109, est efficace et fournit une assurance raisonnable relativement à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers conformément aux PCGR des États-Unis.

Changements du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Sous la supervision et avec la collaboration de la direction, notamment le président et la vice-présidente, Finances, nous avons évalué les changements du contrôle interne à l'égard de l'information financière survenus au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2017 et nous n'avons trouvé aucun changement ayant eu, ou étant susceptible d'avoir, une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière.

Notre conseil d'administration a revu et approuvé le présent rapport de gestion et les états financiers audités avant leur publication.

MÉTHODES COMPTABLES ET ESTIMATIONS CRITIQUES

L'application de méthodes comptables et d'estimations critiques est un processus important qui continue d'évoluer à mesure que les activités de Union Gas changent et que les directives comptables sont modifiées. Union Gas a déterminé un certain nombre de méthodes comptables et d'estimations critiques qui nécessitent l'utilisation d'estimations et de jugements importants.

La direction appuie ses estimations et ses jugements sur les données historiques et sur diverses autres hypothèses qu'elle estime être raisonnables au moment de leur application. Les estimations et les jugements peuvent changer au fil du temps et à mesure que des renseignements additionnels deviennent disponibles. Si les estimations et les jugements diffèrent des montants réels enregistrés, des ajustements sont faits au cours des périodes subséquentes afin de tenir compte des nouveaux renseignements. Union Gas discute des méthodes comptables et des

estimations critiques, ainsi que d'autres méthodes comptables importantes, avec des membres de la haute direction et le conseil.

Comptabilité réglementaire

L'incidence économique de la réglementation peut avoir pour effet qu'une société à tarifs réglementés enregistre des actifs relatifs à des coûts qui ont été ou qui devraient être approuvés en vue d'un recouvrement auprès des clients ou qu'elle enregistre des passifs relatifs à des montants qui devraient être remboursés aux clients ou lorsque l'organisme de réglementation fixe des taux actuels visant à recouvrer des coûts qui devraient être engagés dans l'avenir. Par conséquent, nous comptabilisons des actifs et des passifs découlant du processus de réglementation tarifaire, qui pourraient ne pas être comptabilisés selon les PCGR des États-Unis dans le cas d'une société à tarifs non réglementés. Nous évaluons continuellement la probabilité de recouvrer ultérieurement les actifs réglementaires en nous appuyant sur des facteurs tels que les changements d'ordre réglementaire applicables, les ordonnances tarifaires récentes visant d'autres entités à tarifs réglementés et l'incidence de la concurrence. D'après cette évaluation, nous sommes d'avis qu'il est probable que nos actifs réglementaires existants pourront être recouvrés. Le total des actifs réglementaires se chiffrait à 604 M\$ au 31 décembre 2017 et à 557 M\$ au 31 décembre 2016. Le total des passifs réglementaires se chiffrait à 480 M\$ au 31 décembre 2017 et à 430 M\$ au 31 décembre 2016.

Produits non facturés

Les produits tirés du transport, du stockage, de la distribution et des ventes de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu ou lorsque le produit est livré. Les produits liés à ces services rendus ou aux produits livrés mais non encore facturés sont évalués chaque mois. Les produits tirés des ventes et de la distribution et les coûts liés à l'achat de gaz sont constatés d'après les relevés réguliers des compteurs et la consommation estimative des clients. Cette estimation non facturée couvre la période depuis le dernier relevé du compteur jusqu'à la fin de chaque mois en fonction du nombre de jours non facturés, des degrés-jours de chauffage et de l'historique de consommation par degré-jour de chauffage. Les produits non facturés comptabilisés au 31 décembre 2017 se chiffraient à 202 M\$ (2016 – 133 M\$) et étaient compris dans le montant des débiteurs et autres, dans les bilans. Le coût du gaz naturel transféré aux clients sans majoration est inclus dans les produits non facturés. Au 31 décembre 2017, un montant de 116 M\$ (2016 – 78 M\$) était compris dans les produits non facturés au titre du coût du gaz naturel.

Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Le calcul des charges et des passifs de retraite et d'avantages complémentaires de retraite nécessite le recours à de nombreuses hypothèses. Toute modification apportée à ces hypothèses peut entraîner des différences relativement aux montants présentés au titre des charges et des passifs, et la situation réelle future pourrait différer de ces hypothèses. Nous croyons que les hypothèses les plus essentielles utilisées pour comptabiliser les régimes de retraite et autres avantages postérieurs à l'emploi sont celles touchant le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes et le taux d'actualisation présumé ainsi que celles relatives aux tendances du coût des services médicaux et des médicaments sur ordonnance.

Des modifications futures apportées aux rendements des actifs des régimes, au taux d'actualisation présumé et à divers autres facteurs ayant une incidence sur les participants à nos régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite se répercuteront sur les charges de retraite futures et le financement des régimes.

Le rendement prévu des actifs du régime est important, puisque certains régimes de retraite sont capitalisés. Le taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes est établi au moyen du rendement moyen pondéré attendu pour chacune des catégories auxquelles des actifs des régimes sont alloués. Pour 2017, le taux de rendement moyen présumé des actifs des régimes de retraite était de 6,90 %. Les autres avantages postérieurs à l'emploi ne sont pas capitalisés.

Comme l'évaluation des obligations et des coûts au titre des régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi est actualisée, les taux d'actualisation utilisés pour déterminer les coûts nets des avantages pour la période et les obligations au titre des prestations constituent des hypothèses importantes. Les taux d'actualisation utilisés pour nos régimes de retraite à prestations définies et autres avantages postérieurs à l'emploi sont fondés

sur les rendements d'un portefeuille d'obligations de haute qualité pour lequel le moment et le montant des sorties de fonds se rapprochent des paiements aux termes des régimes. Un taux d'actualisation de 3,81 % a été utilisé pour calculer les coûts nets des avantages périodiques pour la période pour 2017 et correspond à une moyenne pondérée des taux applicables. Un taux d'actualisation de 3,53 % a été utilisé pour calculer l'obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice 2017 et correspond à une moyenne pondérée des taux applicables. En 2017, le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour déterminer l'obligation au titre des prestations a diminué d'environ 0,28 %. En 2017, la diminution du taux d'actualisation utilisé pour déterminer les obligations au titre des prestations et les résultats actuariels a donné lieu à une augmentation des obligations au titre des prestations au 31 décembre 2017 par rapport au 31 décembre 2016.

L'analyse de sensibilité qui suit présente l'incidence d'une variation de 0,5 % des principales hypothèses liées aux régimes de retraite et aux autres avantages postérieurs à l'emploi sur les états financiers au 31 décembre 2017.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		AAPE	
	Obligation	Charge	Obligation	Charge
Diminution du taux d'actualisation	64	5	5	—
Diminution du rendement prévu des actifs	—	4	s.o.	s.o.
Diminution du taux d'augmentation des salaires	(9)	(2)	—	—

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La détermination de la valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations exige une grande part de jugement et comporte une importante incertitude de mesure, et Union Gas doit estimer des facteurs comme le moment des règlements et des coûts d'abandon et de restauration. Ces estimations exigent de faire preuve d'un solide jugement à propos de la nature, du coût et du moment du règlement. Tous les changements apportés aux estimations peuvent influencer sur les postes Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et Immobilisations corporelles, montant net. Pour déterminer le moment des règlements liés à l'abandon de gazoducs, Union Gas s'appuie sur les résultats historiques pour prévoir les coûts futurs et les autres données importantes comprises dans le calcul.

La direction est responsable des états financiers et de tous les autres renseignements qu'elle a préparés et qui sont contenus dans le présent rapport. Les états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique et comprennent certains montants estimatifs établis en fonction de jugements avisés afin d'assurer la fidélité de leur présentation, dans tous leurs aspects significatifs. Lorsque plusieurs méthodes comptables existent pour un élément donné, la direction a choisi celle qui semblait la plus appropriée.

La direction s'en remet au système de contrôles internes et aux politiques et procédures officielles de Union Gas Limited pour assurer la cohérence, l'intégrité et la fiabilité de l'information comptable et financière présentée, et pour fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que les opérations sont dûment exécutées suivant son autorisation. La direction profite également de l'appui et de l'assistance d'un programme de services d'audit interne.

Il incombe au conseil d'administration (le « conseil ») de veiller à ce que la direction remplisse sa responsabilité à l'égard de la présentation de l'information financière et de donner son approbation finale des états financiers.

Le conseil et la direction, les auditeurs internes et les auditeurs nommés par les actionnaires se réunissent régulièrement pour examiner les états financiers, le rapport de l'auditeur indépendant et d'autres questions d'audit et de comptabilité, de manière à être certains que chaque groupe s'acquitte convenablement de ses responsabilités.

Les auditeurs nommés par les actionnaires peuvent, à leur gré, consulter l'ensemble des membres du conseil, à l'instar du directeur des services d'audit interne.

Le cabinet PricewaterhouseCoopers LLP./s.r.l./s.e.n.c.r.l. a effectué l'audit indépendant des états financiers de 2017 contenus dans leur rapport de l'auditeur indépendant.

Le cabinet Deloitte S.E.N.C.R.L./s.r.l. a effectué l'audit indépendant des états financiers de 2016 contenus dans leur rapport de l'auditeur indépendant du rapport annuel de 2016.

Le 16 février 2018

Le président,



Stephen W. Baker

La vice-présidente des finances,



Wendy H. Zelond



Le 16 février 2018

Rapport de l'auditeur indépendant

Aux actionnaires de Union Gas Limited

Nous avons effectué l'audit des états financiers ci-joints d'Union Gas Limited, qui comprennent le bilan au 31 décembre 2017, et le compte de résultat et de résultat global et le tableau des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi que les notes annexes, constituées d'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité de l'auditeur

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers, sur la base de notre audit. Nous avons effectué notre audit selon les normes d'audit généralement reconnues du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit implique la mise en œuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants par sondages concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers. Le choix des procédures relève du jugement de l'auditeur, et notamment de son évaluation des risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, l'auditeur prend en considération le contrôle interne de la société portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers afin de concevoir des procédures d'audit appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'entité. Un audit comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

*PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./s.e.n.c.r.l.
PwC Tower, 18 York Street, Suite 2600, Toronto, Ontario, Canada M5J 0B2
T: +1 416 863 1133, F: +1 416 365 8215*

« PwC » s'entend de PricewaterhouseCoopers LLP/s.r.l./s.e.n.c.r.l., une société à responsabilité limitée de l'Ontario.



Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus dans le cadre de nos audits sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion d'audit.

Opinion

À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière d'Union Gas Limited au 31 décembre 2017, ainsi que de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date conformément aux principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique.

Autre point

Les états financiers au 31 décembre 2016 et pour l'exercice clos à cette date ont été audités par un autre auditeur, qui a exprimé une opinion non modifiée à leur égard dans leur rapport daté du 26 février 2017.

(signé) « PricewaterhouseCoopers s.r.l./s.e.n.c.r.l. »

Comptables professionnels agréés, experts-comptables autorisés

COMPTES DE RÉSULTAT ET DE RÉSULTAT GLOBAL

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2017	2016
Produits		
Vente et distribution de gaz	1 873	1 529
Produits tirés du transport et du stockage (note 11)	363	299
Autres produits	24	21
Total des produits	2 260	1 849
Charges		
Coûts liés à l'achat, au stockage et au transport de gaz (note 11)	1 070	738
Frais d'exploitation et d'entretien (note 11)	428	414
Amortissements	265	239
Impôt foncier et autres taxes	75	71
Total des charges	1 838	1 462
Bénéfice avant intérêts et impôt	422	387
Charges d'intérêts (notes 11 et 12)	171	161
Bénéfice avant impôt	251	226
Charge d'impôt (note 6)	16	21
Bénéfice net	235	205
Dividendes sur actions privilégiées	3	3
Bénéfice net attribuable aux actions ordinaires	232	202
Autres éléments de perte globale, après impôt		
Incidence des régimes de retraite et des avantages du personnel (après impôt de (3) et de (3), respectivement) (note 15)	(9)	(7)
Bénéfice global attribuable aux actions ordinaires	223	195

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers.

BILANS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2017	2016
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	19	27
Trésorerie soumise à restrictions (note 3)	13	15
Débiteurs et autres (notes 2, 4 et 11)	759	801
Impôt à recouvrer (note 6)	38	29
Stocks (notes 2 et 5)	163	245
Total de l'actif courant	992	1 117
Immobilisations corporelles, montant net (note 7)	6 913	6 426
Immobilisations incorporelles, montant net (note 8)	368	82
Actifs réglementaires et autres (notes 2 et 9)	643	602
Total de l'actif	8 916	8 227
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Emprunts à court terme (note 11)	—	253
Papier commercial (note 12)	485	333
Créditeurs et charges à payer (notes 10 et 11)	730	878
Tranche courante de la dette à long terme (note 12)	400	125
Total du passif courant	1 615	1 589
Passif non courant		
Dette à long terme (note 12)	3 393	3 295
Impôt différé (note 6)	564	516
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 16)	399	417
Passifs réglementaires et autres (notes 2 et 9)	884	602
Total du passif non courant	5 240	4 830
Total du passif	6 855	6 419
Actions privilégiées (note 13)	110	110
Capitaux propres		
Actions ordinaires, nombre illimité d'actions autorisées, 57 822 650 actions en circulation (note 14)	657	627
Bénéfices non distribués	1 485	1 253
Cumul des autres éléments de perte globale	(195)	(186)
Capital versé	4	4
Total des capitaux propres	1 951	1 698
Total du passif et des capitaux propres	8 916	8 227

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers.

Approuvé par le conseil d'administration,



Administrateur



Administrateur

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2017	2016
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	235	205
Éléments sans incidence sur la trésorerie		
Amortissements	268	239
Perte à la cession d'actifs	—	1
Impôt différé	(17)	8
Variation du fonds de roulement (note 20)	238	(14)
Flux de trésorerie nets provenant des activités d'exploitation	724	439
Activités d'investissement		
Entrées d'immobilisations corporelles	(725)	(1 012)
Entrées d'immobilisations incorporelles	(305)	(24)
Flux de trésorerie nets affectés aux activités d'investissement	(1 030)	(1 036)
Activités de financement		
(Diminution) augmentation nette des emprunts à court terme	(253)	197
Augmentation nette du papier commercial	152	126
Émission de titres d'emprunt à long terme, déduction faite des coûts d'émission	497	499
Remboursement de la dette à long terme	(125)	(200)
Apport en capital reçu	30	—
Dividendes versés	(3)	(3)
Flux de trésorerie nets provenant des activités de financement	298	619
Variation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie au cours de l'exercice	(8)	22
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	27	5
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	19	27
Information supplémentaire sur les flux de trésorerie :		
Intérêts versés en trésorerie, déduction faite des montants inscrits à l'actif	169	158
Impôt payé en trésorerie, déduction faite des remboursements reçus	34	9
Montants courus sans effet sur la trésorerie au titre des immobilisations corporelles	9	24

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers.

ÉTATS DES CAPITAUX PROPRES

<i>(en millions de dollars)</i>	Actions ordinaires	Bénéfices non distribués	Cumul des autres éléments de perte globale	Capital versé	Total
31 décembre 2016	627	1 253	(186)	4	1 698
Bénéfice net	—	235	—	—	235
Autres éléments de perte globale	—	—	(9)	—	(9)
Apport en capital reçu (note 14)	30	—	—	—	30
Dividendes					
Actions privilégiées	—	(3)	—	—	(3)
31 décembre 2017	657	1 485	(195)	4	1 951
31 décembre 2015	627	1 051	(179)	4	1 503
Bénéfice net	—	205	—	—	205
Autres éléments de perte globale	—	—	(7)	—	(7)
Dividendes					
Actions privilégiées	—	(3)	—	—	(3)
31 décembre 2016	627	1 253	(186)	4	1 698

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers.

UNION GAS LIMITED
NOTES ANNEXES
31 DÉCEMBRE 2017 ET 2016

1. Sommaire des activités et des principales méthodes comptables

Les termes « Union Gas » et la « Société » tels qu'ils sont utilisés dans les présents états financiers désignent Union Gas Limited, à moins que le contexte ne suggère le contraire. Ces termes sont utilisés à des fins pratiques seulement et ne visent pas à définir précisément l'une ou l'autre des entités juridiques distinctes de Union Gas. Les actions ordinaires de Union Gas sont détenues par Great Lakes Basin Energy L.P. (« GLBE »), une société en commandite en propriété exclusive de Westcoast Energy Inc. (« Westcoast »). Westcoast est une filiale en propriété exclusive indirecte de Spectra Energy Corp (« Spectra Energy »).

Le 27 février 2017, Enbridge Inc. (« Enbridge ») et Spectra Energy ont conclu une opération de fusion avec échange d'actions (la « fusion ») aux termes de laquelle Enbridge a acquis toutes les actions ordinaires émises et en circulation de Spectra Energy. À l'issue de la fusion, Enbridge et ses filiales détiennent Union Gas en vertu de leur participation dans Spectra Energy.

Nature des activités

Union Gas est propriétaire et exploitante d'installations de distribution, de stockage et de transport de gaz naturel en Ontario. La Société distribue du gaz naturel à des clients situés dans le nord, le sud-ouest et l'est de l'Ontario, et elle offre des services de stockage et de transport à d'autres entreprises de services publics du secteur de l'énergie. Les immobilisations corporelles de la Société comprennent principalement des gazoducs, des installations de stockage et des stations de compression servant à la distribution, au stockage et au transport du gaz naturel.

Mode de présentation

Les états financiers de la Société comprennent les comptes individuels de la Société et ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis d'Amérique (les « PCGR des États-Unis »). Tous les montants sont présentés en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

En 2014, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont approuvé la prolongation de l'exemption de la Société, de sorte qu'elle pourra continuer à présenter son information financière en vertu des PCGR des États-Unis au lieu des Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») jusqu'au 1^{er} janvier 2019 ou à la date d'entrée en vigueur prescrite par l'International Accounting Standards Board de l'application obligatoire d'une IFRS particulière aux entités dont les activités sont assujetties à la réglementation des tarifs, selon le premier événement à survenir.

Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR des États-Unis exige que la direction fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants des actifs, des passifs, des produits et des charges présentés ainsi que sur la présentation des actifs et des passifs éventuels. Les principales estimations et hypothèses utilisées dans la préparation des états financiers comprennent, sans toutefois s'y limiter, les estimations des produits; la valeur comptable des actifs et des passifs réglementaires; les produits non facturés; les taux d'amortissement et la valeur comptable des immobilisations corporelles; les taux d'amortissement et la valeur comptable des immobilisations incorporelles; la juste valeur des instruments financiers; les charges d'impôt; les hypothèses utilisées pour évaluer les prestations de retraite et les avantages complémentaires de retraite; les engagements et éventualités; et la juste valeur des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations. Les montants réels peuvent différer de ces estimations.

Réglementation

La Société est régie par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») en vertu des dispositions de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (1998), qui fait partie d'un ensemble de lois regroupées sous le nom de *Loi sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* (1998). Cette loi donne la possibilité de diversifier les formes de réglementation et d'augmenter la concurrence dans le secteur de l'énergie (électricité et gaz naturel) en Ontario. La Société est assujettie à une réglementation au regard des tarifs qu'elle peut exiger de sa clientèle, de l'expansion de son réseau ou de l'abandon de ses installations, de la qualité de son service, de la sécurité publique relativement à la construction de son réseau de gazoducs et de l'utilisation de certains principes comptables. La CEO a décidé de s'abstenir de réglementer le prix des services de stockage à long terme. La décision d'abstention relative aux services de stockage a favorisé la poursuite d'activités de stockage à tarifs non réglementés au sein de la Société et l'établissement du cadre nécessaire pour les nouveaux investissements liés au stockage.

La CEO a le mandat de fixer des tarifs justes et raisonnables. Le bénéfice tiré des services publics est régi par la CEO conformément à une réglementation en fonction du coût des services fondée sur un taux de rendement de la base tarifaire pour un exercice de référence futur. Selon cette réglementation, un processus de demande en révision tarifaire mène à la mise en place de nouveaux tarifs qui doivent permettre à une entreprise de services publics de réaliser un taux de rendement permis. Le taux de rendement réel réalisé par la Société peut différer de celui permis par la CEO en raison de changements imprévus au chapitre des conditions climatiques, de l'utilisation moyenne par client, de l'inflation, du prix des carburants concurrents, des taux d'intérêt, de la conjoncture économique générale et de la capacité de la Société à générer les produits attendus et à gérer les coûts.

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2014, la Société a commencé à utiliser la réglementation à tarif d'encouragement pour une période de cinq ans. Le cadre réglementaire à tarif d'encouragement fixe les nouveaux tarifs au début de chaque exercice à l'aide d'une formule d'établissement des tarifs, plutôt que par l'examen des prévisions relatives aux produits et aux coûts.

Dans le cadre de la réglementation à tarif d'encouragement de la Société approuvée par la CEO, un mécanisme de partage des bénéfices est utilisé et prévoit que les bénéfices qui excèdent de 100 points de base le rendement des capitaux propres de référence sont partagés avec les payeurs de tarifs à titre de diminution des bénéfices au cours de l'exercice, s'il y a lieu.

La Société se conforme aux PCGR des États-Unis. Les principes qui s'appliquent à des activités à tarifs réglementés peuvent différer de ceux qui s'appliquent normalement à des activités à tarifs non réglementés. Par conséquent, la Société comptabilise des actifs et des passifs découlant du processus de réglementation tarifaire qui pourraient ne pas être comptabilisés conformément aux PCGR des États-Unis relatifs aux entités à tarifs non réglementés. Les actifs réglementaires correspondent habituellement aux frais engagés que la Société a différés étant donné qu'elle devrait normalement pouvoir les recouvrer ultérieurement au moyen des tarifs facturés aux clients. Les passifs réglementaires correspondent généralement aux obligations de rembourser aux clients les sommes antérieurement exigées pour des frais non susceptibles d'être engagés. La direction évalue continuellement la probabilité de recouvrer ultérieurement les actifs réglementaires en s'appuyant sur des facteurs tels que les changements d'ordre réglementaire applicables et les ordonnances tarifaires récentes à d'autres entités à tarifs réglementés. La direction est d'avis que les actifs réglementaires existants seront probablement recouverts. Cette évaluation reflète le climat politique et le cadre réglementaire actuels aux niveaux fédéral et provincial, lesquels seront ultérieurement appelés à changer. Si les frais cessent d'être recouvrables à l'avenir, la radiation des actifs pourrait être portée aux résultats de la période visée.

Comptabilisation des produits

Les produits tirés du transport, du stockage, de la distribution et des ventes de gaz naturel sont constatés lorsque le service est rendu ou lorsque la marchandise est livrée et que le recouvrement est raisonnablement assuré. Les produits liés à ces services rendus ou aux marchandises livrées mais non encore facturés sont évalués chaque mois. Les estimations se fondent sur l'historique de consommation en fonction des degrés-jours de chauffage. Les degrés-jours de chauffage sont la mesure de la rigueur du froid qui donne une idée du volume de gaz naturel requis à des fins de chauffage dans le territoire des concessions de la Société.

Ventes de gaz et coût du gaz vendu

Les produits tirés des ventes de gaz sont constatés d'après les relevés réguliers des compteurs et le volume de consommation estimatif de l'abonné depuis le dernier relevé jusqu'à la fin de la période visée en fonction des tarifs approuvés par la CEO. Le coût du gaz vendu est calculé en utilisant les montants approuvés par la CEO pour l'établissement des tarifs des ventes à la clientèle. L'écart entre les montants de référence approuvés par la CEO et les coûts réellement engagés est différé dans les bilans aux fins de l'utilisation future assujettie à l'approbation de la CEO.

Le calcul des quantités de gaz distribuées et reçues fait ressortir des écarts découlant du processus de mesure. La Société inclut dans le coût du gaz vendu une estimation de ces écarts d'après la méthode utilisée par la CEO pour établir les tarifs associés au stockage, au transport et à la distribution de gaz. Les variations annuelles par rapport aux estimations sont inscrites en résultat au cours de l'exercice.

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie sont constitués de l'encaisse et des placements à court terme dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

Instruments dérivés et couvertures*Couvertures de flux de trésorerie*

La Société utilise des couvertures de flux de trésorerie pour gérer son exposition aux fluctuations des taux de change relativement aux produits d'exploitation de stockage non réglementé. La tranche efficace de la variation de la juste valeur d'un instrument de couverture de flux de trésorerie est inscrite dans les autres éléments du résultat global et reclassée en résultat, lorsque l'élément couvert a une incidence sur le résultat. Tout montant au titre des couvertures inefficaces est comptabilisé en résultat pour la période visée.

Lorsqu'un dérivé désigné comme instrument de couverture de flux de trésorerie cesse d'être efficace ou qu'il est résilié, la comptabilité de couverture cesse de s'appliquer et le profit ou la perte à cette date est différé dans les autres éléments du résultat global et comptabilisé parallèlement à cette transaction. Si la transaction de couverture prévue n'est plus susceptible de se produire, le profit ou la perte est immédiatement comptabilisé en résultat. Les profits et les pertes ultérieurs liés aux instruments dérivés pour lesquels la comptabilité de couverture a cessé de s'appliquer sont comptabilisés en résultat de la période au cours de laquelle ils surviennent.

Classement des dérivés

La Société comptabilise la juste valeur des instruments dérivés au bilan, dans les actifs ou les passifs courants ou dans les actifs ou passifs non courants, selon le moment où surviennent les règlements et les flux de trésorerie connexes. Les montants liés à la juste valeur des flux de trésorerie générés après plus de un an sont classés comme non courants.

Les entrées et les sorties de trésorerie liées aux instruments dérivés sont classées dans les activités d'exploitation dans le tableau des flux de trésorerie.

Impôt sur le résultat

La Société utilise la méthode du report variable pour comptabiliser l'impôt sur le résultat. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés en fonction des différences temporaires entre leurs bases fiscales et leur valeur comptable, à des fins comptables. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au taux d'imposition qui devrait s'appliquer au moment de la résorption des différences temporaires. En ce qui a trait aux activités à tarifs réglementés de la Société, un passif d'impôt différé est comptabilisé ainsi qu'un actif réglementaire correspondant, dans la mesure où l'impôt peut être recouvré par l'intermédiaire des tarifs. Les intérêts et les pénalités d'ordre fiscal, le cas échéant, sont présentés dans la charge d'impôt sur le résultat.

Stocks

Le gaz stocké destiné à la revente à la clientèle est comptabilisé au prix de référence approuvé par la CEO dans l'établissement des tarifs des ventes à la clientèle. L'écart entre le coût approuvé du gaz et son coût réel est différé dans les bilans aux fins de l'utilisation future assujettie à l'approbation de la CEO. Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au moindre du coût moyen ou de la valeur nette de réalisation.

Immobilisations corporelles et amortissement

Les immobilisations corporelles sont constatées au coût historique, moins les amortissements cumulés. La Société inscrit à l'actif tous les coûts de la main-d'œuvre directe et les coûts des matières liés aux travaux de construction ainsi que les coûts de construction indirects. Les coûts indirects comprennent l'ingénierie générale ainsi que le coût des fonds utilisés au cours de la construction. Les coûts des renouvellements et des améliorations qui prolongent la durée d'utilité des immobilisations corporelles ou qui en augmentent les retombées prévues sont également inscrits à l'actif. Les coûts liés aux réparations, aux remplacements et aux projets d'entretien importants qui ne prolongent pas la durée d'utilité des immobilisations corporelles ou qui n'en augmentent pas les retombées prévues sont passés en charges à mesure qu'ils sont engagés.

L'amortissement des immobilisations relatives aux activités à tarifs réglementés est calculé en fonction de la durée de vie moyenne de l'immobilisation selon le mode linéaire. L'amortissement des immobilisations relatives aux activités à tarifs non réglementés est calculé selon le mode linéaire et s'appuie sur une hypothèse de la direction concernant la durée d'utilité de l'immobilisation.

Lorsqu'une immobilisation corporelle relative à des activités à tarifs réglementés est mise hors service, le coût initial plus le coût lié à la mise hors service de l'immobilisation, moins sa valeur de récupération, sont imputés aux amortissements cumulés. Lorsque des secteurs d'exploitation à tarifs réglementés complets sont vendus ou lorsqu'une immobilisation corporelle relative à des activités à tarifs non réglementés est mise hors service, le coût est déduit du compte d'immobilisations et les comptes d'amortissements cumulés connexes sont réduits. Les profits et les pertes qui en découlent sont portés en résultat, à moins d'une exigence contraire de l'organisme de réglementation concerné.

Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles comprennent les logiciels informatiques et les instruments de conformité relative aux émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Les instruments de conformité relative aux émissions de GES sont achetés par la Société pour elle-même et pour la plupart de ses clients afin de respecter les obligations dans le cadre du Programme de plafonnement et d'échange de la province de l'Ontario (la « province »). Les instruments de conformité relative aux émissions de GES achetés sont comptabilisés à leur coût initial et ne sont pas amortis, puisqu'ils seront utilisés pour assurer le respect des obligations en matière de conformité lorsqu'elles arrivent à échéance. Les logiciels sont amortis selon le mode linéaire.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

La Société comptabilise les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour ce qui est des engagements juridiques liés à la mise hors service d'actifs non courants découlant de l'acquisition, de la construction, de la mise en valeur et de l'utilisation normale des actifs, ainsi que des obligations conditionnelles liées à la mise hors service d'immobilisations lorsque le moment ou la méthode du règlement est tributaire d'un événement futur qui dépend ou non de la volonté de la Société. La juste valeur du passif au titre d'une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation est comptabilisée au cours de la période dans laquelle elle naît lorsqu'il est possible de faire une estimation raisonnable de la juste valeur, et est ajoutée à la valeur comptable de l'immobilisation connexe. Cette valeur comptable supplémentaire est amortie sur la durée d'utilité estimative de l'immobilisation.

Rémunération fondée sur des actions

Les employés de Union Gas participent à un régime de rémunération fondée sur des actions offert par Enbridge par suite de la fusion. Pour les attributions aux employés, le coût lié à la rémunération fondée sur des actions classée dans les capitaux propres et dans les passifs est évalué à la date d'attribution en fonction de la juste valeur de l'attribution. Le coût lié à la rémunération fondée sur des actions classée dans le passif est réévalué à chaque période de présentation de l'information financière jusqu'au règlement. La charge de rémunération correspondante est comptabilisée sur la période de service requise, laquelle débute habituellement à la date de l'attribution et se termine à la date la plus rapprochée entre la date de l'acquisition des droits, la date à laquelle l'employé devient admissible à la retraite et la date à laquelle la condition de marché rattachée à l'attribution est remplie. Les droits sur les attributions, y compris sur les options sur actions, aux employés déjà admissibles à la retraite sont considérés comme acquis dès la date de l'attribution. Par conséquent, le coût de la rémunération pour ces attributions est comptabilisé à la date des attributions.

Régimes de retraite et d'avantages complémentaires de retraite

La Société offre des régimes de retraite qui fournissent des prestations de retraite sous forme de prestations définies et de cotisations définies.

Les charges engagées au titre du régime de retraite à prestations définies sont déterminées au moyen de méthodes actuarielles et capitalisées par des cotisations déterminées au moyen de la méthode de répartition des prestations, laquelle tient compte des meilleures estimations de la direction à l'égard de l'indice des salaires futurs, d'autres hausses de coûts, de l'âge de la retraite des employés et d'autres facteurs actuariels, y compris les taux d'actualisation et de mortalité.

La Société détermine les taux d'actualisation par référence aux taux des obligations à long terme d'entreprise de haute qualité assorties d'échéances qui se rapprochent du moment des paiements futurs que la Société prévoit verser aux termes de chacun de ces régimes. Le coût net des prestations est imputé au résultat et inclut ce qui suit :

- Le coût des prestations au titre des régimes de retraite fournies en échange des services rendus par les employés au cours de l'exercice;
- Le coût financier des obligations au titre des prestations de retraite;
- Le rendement prévu des actifs des régimes;
- L'amortissement du coût des services passés et les modifications selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne attendue d'activité du groupe de salariés actifs couverts par les régimes;
- L'amortissement des écarts actuariels nets cumulatifs non comptabilisés en excédent de 10 % du montant le plus élevé entre l'obligation au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs des régimes, sur la durée résiduelle moyenne attendue d'activité du groupe de salariés actifs couverts par les régimes.

Les écarts actuariels découlent de la différence entre les résultats réels et attendus des régimes, notamment entre les taux de rendement réel et attendu des actifs des régimes pour cette période, et les écarts en ce qui a trait aux salaires, à l'inflation, à la retraite et à la cessation d'emploi. Les écarts actuariels comprennent également l'incidence des variations des hypothèses actuarielles utilisées pour le calcul de l'obligation au titre des prestations constituées, de la clôture d'un exercice à l'autre.

Les actifs des régimes de retraite sont évalués à la juste valeur. Le rendement attendu des actifs des régimes est déterminé à l'aide de la valeur de marché et des hypothèses en ce qui concerne la composition précise de l'actif investi dans les régimes de retraite. La valeur de marché reflète le rendement estimatif des placements selon les moyennes historiques à long terme pour des actifs semblables.

La Société offre aussi des régimes complémentaires de retraite qui fournissent des prestations qui s'ajoutent à celles des régimes de base et qui s'adressent à certains salariés.

Dans le cas des régimes à cotisations définies de la Société, les cotisations de l'employeur sont passées en charges dans la période au cours de laquelle elles sont effectuées.

La Société offre aussi des avantages complémentaires de retraite autres que les régimes de retraite, y compris des prestations pour soins de santé et des prestations d'assurance-vie collective aux retraités admissibles, à leur conjoint de même qu'aux personnes à leur charge. Le coût de ces prestations est comptabilisé au cours des exercices durant lesquels les employés rendent leurs services.

La Société comptabilise entièrement la situation de surcapitalisation ou de sous-capitalisation des régimes de retraite à prestations définies et d'avantages complémentaires de retraite à titre d'actifs réglementaires et autres, de créditeurs et charges à payer ou de passifs réglementaires et autres dans les bilans. La situation de capitalisation d'un régime correspond à l'écart entre la juste valeur des actifs du régime et l'obligation au titre des prestations projetées du régime. Les écarts actuariels non comptabilisés et les coûts et les crédits des services passés qui surviennent au cours de la période sont comptabilisés en tant que composante des autres éléments du résultat global, déduction faite de l'impôt, jusqu'à ce qu'ils soient amortis afin d'être comptabilisés en tant que composante de la charge au titre des prestations au poste Frais d'exploitation et d'entretien des comptes de résultat et de résultat global. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 15.

Engagements et éventualités

Des passifs liés aux autres engagements et éventualités sont comptabilisés lorsque, après une analyse exhaustive de l'information dont elle dispose, la Société détermine qu'il est probable qu'un actif se soit déprécié ou qu'un passif ait été contracté, et que le montant de la perte de valeur peut être raisonnablement estimé. Lorsqu'une fourchette de perte probable peut être déterminée, la Société comptabilise le montant le plus probable; si aucun montant n'est plus probable qu'un autre, le montant minimal dans la fourchette est comptabilisé au titre d'une perte probable. La Société passe en charges les frais juridiques associés aux pertes éventuelles à mesure qu'ils sont engagés.

Nouvelles prises de position faisant autorité en comptabilité

Produits tirés de contrats conclus avec des clients

L'Accounting Standards Update (« ASU ») 2014-09 a été publiée en mai 2014 dans le but d'améliorer considérablement l'uniformité et la comparabilité des méthodes de comptabilisation des produits entre les diverses entités et secteurs d'activité. Cette nouvelle norme établit un modèle unique à cinq étapes fondé sur les principes qui devra être appliqué à tous les contrats conclus avec des clients et présente des obligations d'information nouvelles et améliorées. Elle exige également l'utilisation d'un nombre plus important d'estimations et de jugements que les normes actuelles, en plus des informations additionnelles à fournir. La nouvelle norme entre en vigueur à compter du 1^{er} janvier 2018. Elle permet l'adoption selon une approche rétrospective intégrale avec retraitement de toutes les périodes antérieures présentées, ou selon une approche rétrospective modifiée en vertu de laquelle l'incidence cumulative de l'application de la nouvelle norme est comptabilisée à titre d'ajustement des bénéfices non distribués d'ouverture pour la période visée par l'adoption. La Société a décidé d'adopter la nouvelle norme portant sur les produits selon l'approche rétrospective modifiée.

La Société a passé en revue ses contrats afin d'évaluer l'incidence de la nouvelle norme sur ses méthodes de comptabilisation des produits. Selon cette évaluation, la Société ne prévoit aucun écart significatif à l'égard du montant ou du calendrier de comptabilisation des produits en vertu de la nouvelle norme.

Par ailleurs, la Société travaille actuellement à apporter à ses processus, à ses systèmes et à ses contrôles les modifications nécessaires pour répondre aux exigences de la nouvelle norme en matière de comptabilisation et d'informations à fournir. Pour ce faire, elle a mis au point et testé des processus visant à fournir les informations qui seront requises à compter du premier trimestre de 2018.

Comptabilisation et évaluation des actifs financiers et des passifs financiers

L'ASU 2016-01 a été publiée en janvier 2016 dans le but de traiter de certains aspects de la comptabilisation, de l'évaluation, de la présentation de l'information et des informations à fournir sur les actifs financiers et les passifs financiers. Les placements dans des titres de capitaux propres, excluant les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence ou ceux qui donnent lieu à la consolidation, ne sont plus classés comme des titres détenus à des fins de transaction ou disponibles à la vente. Tous les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur est facile à déterminer sont classés comme des placements à la juste valeur par le biais du résultat net. Les placements dans des titres de capitaux propres dont la juste valeur n'est pas facile à déterminer sont évalués au moyen d'une autre méthode d'évaluation de la juste valeur, et ils sont comptabilisés au coût diminué de la perte de valeur, s'il y a lieu, montant auquel sont ajoutées ou soustraites les variations découlant de variations de prix observables dans le cadre de transactions normales pour un placement identique ou semblable du même émetteur. Les placements dans des titres de capitaux propres évalués au moyen d'une autre méthode d'évaluation de la juste valeur sont passés en revue pour déterminer s'il existe des indications de dépréciation à chaque période de présentation de l'information financière. La juste valeur des instruments financiers aux fins de la présentation de l'information est évaluée en fonction du prix de sortie. La mise à jour comptable est en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée sur une base prospective. La Société prévoit que l'adoption de cette mise à jour comptable n'aura pas une incidence significative sur ses états financiers.

Comptabilisation des contrats de location

L'ASU 2016-02 a été publiée en février 2016 afin d'augmenter la transparence et la comparabilité au sein des organisations. Elle exige des locataires dans le cadre de contrats de location simple qu'ils comptabilisent les actifs et les passifs liés aux contrats de location dans le bilan et qu'ils présentent des informations clés additionnelles sur les contrats de location. La mise à jour comptable remplace également la définition actuelle d'un contrat de location et exige qu'une entente soit comptabilisée comme un contrat de location lorsqu'un client a le droit de tirer la quasi-totalité des avantages économiques découlant de l'utilisation d'un actif, ainsi que le droit de décider de l'utilisation de l'actif. La Société fait actuellement l'inventaire de ses contrats de location afin d'évaluer l'incidence de cette nouvelle norme sur ses états financiers. La mise à jour comptable entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2019 et devra être appliquée de façon rétrospective modifiée.

Améliorations de la comptabilisation des paiements fondés sur des actions versés aux employés

Avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017, la Société a adopté l'ASU 2016-09 et appliqué certaines modifications de façon rétrospective modifiée, le reste des modifications étant appliquées de façon prospective. Cette nouvelle norme a été publiée en vue de simplifier et d'améliorer plusieurs aspects de la comptabilisation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions, y compris les conséquences fiscales, le classement des attributions dans les capitaux propres ou dans les passifs et le classement dans le tableau des flux de trésorerie. L'adoption de la prise de position n'a pas eu d'incidence significative sur les états financiers de la Société.

Comptabilisation des pertes sur créances

L'ASU 2016-13 a été publiée en juin 2016 afin de fournir aux utilisateurs d'états financiers plus de renseignements utiles à l'égard des pertes sur créances attendues pour les instruments financiers et d'autres engagements à octroyer du crédit détenu par une entité présentant l'information financière à chaque date de clôture. Le traitement actuel utilise le modèle des pertes subies pour comptabiliser les pertes sur créances, qui retarde la comptabilisation jusqu'à ce qu'il soit probable qu'une perte a été subie. La mise à jour comptable ajoute un nouveau modèle de dépréciation, connu comme étant l'actuel modèle des pertes sur créances attendues, qui est fondé sur les pertes attendues plutôt que sur les pertes subies. Conformément à ces nouvelles directives, une entité comptabilisera une provision correspondant à l'estimation des pertes sur créances attendues, et le Financial Accounting Standards Board considère que cela se traduira par une comptabilisation de ces pertes en temps plus opportun. La Société évalue actuellement l'incidence de la nouvelle norme sur ses états financiers. La mise à jour comptable entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2020.

Simplification du classement des flux de trésorerie

L'ASU 2016-15 a été publiée en août 2016 dans le but de réduire le manque d'uniformité dans les pratiques liées au classement de certaines entrées et sorties de trésorerie dans le tableau des flux de trésorerie. Les nouvelles directives portent sur huit questions précises liées à la présentation. La mise à jour comptable entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon rétrospective. La Société a évalué les huit questions précises liées à la présentation, et elle a conclu que l'adoption de cette norme comptable n'aura pas une incidence significative sur ses états financiers.

Clarification sur la présentation de la trésorerie soumise à restrictions dans le tableau des flux de trésorerie

L'ASU 2016-18 a été publiée en novembre 2016 en vue de clarifier les directives sur le classement et la présentation des variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans le tableau des flux de trésorerie. Les modifications exigent que les variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions soient incluses dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie lors du rapprochement des montants d'ouverture et de clôture dans le tableau des flux de trésorerie. La Société présente actuellement les variations de la trésorerie soumise à restrictions et des équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie. La mise à jour comptable entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon rétrospective. La Société modifiera la présentation dans le tableau des flux de trésorerie afin d'inclure la trésorerie soumise à restrictions et les équivalents de trésorerie soumis à restrictions dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, et elle reclassera de façon rétrospective toutes les données des périodes présentées.

Amélioration de la présentation des coûts nets des avantages pour la période en ce qui concerne les régimes à prestations définies

L'ASU 2017-07 a été publiée en mars 2017 en vue essentiellement d'améliorer la présentation, dans le compte de résultat, des composantes des coûts nets découlant des régimes de retraite pour la période et des coûts nets des avantages complémentaires de retraite pour la période à l'égard des régimes de retraite et des régimes complémentaires de retraite à prestations définies dont l'entité est le promoteur. En outre, seule la composante des coûts des services passés du coût net des prestations est admissible à la capitalisation. La mise à jour comptable entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon rétrospective en ce qui concerne la présentation dans le compte de résultat et de façon prospective en ce qui concerne la composante capital. La Société prévoit que l'adoption de cette mise à jour comptable n'aura pas une incidence significative sur ses états financiers.

Clarification des lignes directrices relatives à l'application de la comptabilisation à titre de modification de la rémunération fondée sur des actions

L'ASU 2017-09 a été publiée en mai 2017 en vue de préciser le champ d'application de la comptabilisation à titre de modification et les conditions dans lesquelles cette comptabilisation devrait s'appliquer à un changement apporté aux modalités d'attribution d'un droit à un paiement fondé sur des actions. Conformément à ces nouvelles directives, la comptabilisation à titre de modification est exigée pour tous les changements apportés aux modalités d'attribution d'un droit à un paiement fondé sur des actions, à moins que toutes les conditions suivantes ne soient respectées : 1) la juste valeur de l'attribution ne change pas, 2) les conditions d'acquisition des droits ne changent pas, et 3) le classement de l'attribution à titre d'instrument de capitaux propres ou d'instrument de créance ne change pas. La mise à jour comptable est en vigueur le 1^{er} janvier 2018 et sera appliquée de façon prospective. La Société prévoit que l'adoption de cette mise à jour comptable n'aura pas une incidence significative sur ses états financiers.

2. Questions touchant la réglementation

Actifs et passifs réglementaires

La Société a comptabilisé les actifs et les passifs suivants découlant du processus de réglementation tarifaire, qui ne seraient pas comptabilisés selon les PCGR des États-Unis dans le cas d'une société à tarifs non réglementés. Pour de plus amples renseignements, se reporter à la note 1.

<i>(en millions de dollars)</i>	Classement dans les états financiers	31 décembre 2017	31 décembre 2016	Période de recouvrement ou de règlement
Actifs réglementaires^{a)}				
Reports liés aux produits autres que le gaz	Débiteurs et autres	74	82	Moins de un an
Gaz stocké ^{b)}	Stocks	—	13	Moins de un an
Impôt différé – non courant ^{c), d)}	Actifs réglementaires et autres	530	462	Sur la durée d'utilité résiduelle de l'actif
Total des actifs réglementaires		604	557	
Passifs réglementaires^{a)}				
Impôt différé – courant ^{c)}	Créditeurs et charges à payer	7	7	Moins de un an
Reports liés aux produits autres que le gaz	Créditeurs et charges à payer	16	16	Moins de un an
Reports du coût du gaz ^{e)}	Créditeurs et charges à payer	4	13	Moins de un an
Gaz stocké ^{b)}	Stocks	21	—	Moins de un an
Frais d'enlèvement d'immobilisations ^{c), f)}	Passifs réglementaires et autres	432	394	Sur la durée d'utilité résiduelle de l'actif
Total des passifs réglementaires		480	430	

a) Tous les actifs et passifs réglementaires sont exclus de la base tarifaire, à moins d'indication contraire.

b) Le gaz stocké est comptabilisé en fonction des prix de référence approuvés par la CEO. En l'absence d'une réglementation des tarifs, les stocks seraient évalués selon le montant le moins élevé entre le coût et la valeur de marché.

c) La totalité ou une partie du solde est comprise dans la base tarifaire.

d) Aux termes de l'actuelle structure des tarifs autorisée par la CEO, la charge d'impôt est recouvrée à même les tarifs en fonction du passif d'impôt exigible et ne tient pas compte des montants courus au titre de l'impôt différé. Cependant, lorsque l'impôt deviendra exigible à la suite de la résorption des différences temporaires qui avaient donné lieu à l'impôt différé, les tarifs seront vraisemblablement ajustés pour recouvrer cet impôt. Comme la quasi-totalité de ces différences temporaires a trait au coût des immobilisations corporelles, le recouvrement de ces actifs réglementaires devrait se faire sur la durée d'utilité de ces actifs.

e) Ces passifs réglementaires correspondent aux recouvrements des coûts liés au gaz auprès des clients selon les taux approuvés qui diffèrent du coût réel du gaz pendant les périodes visées. La Société dépose une demande auprès de la CEO sur une base trimestrielle afin de s'assurer que les tarifs exigés des clients sont ajustés afin de tenir compte des prix à terme publiés sur le marché. La différence entre le coût approuvé et le coût réel du gaz naturel est différée aux fins d'un recouvrement auprès des clients ou d'un remboursement futur à ces derniers.

f) Ces passifs réglementaires correspondent à des recouvrements auprès des clients selon les tarifs approuvés pour les activités futures d'enlèvement d'immobilisations qui devraient avoir lieu aux installations relatives aux activités à tarifs réglementés de la Société.

Information liée aux tarifs

Depuis le 1^{er} janvier 2014, les tarifs de distribution de la Société sont établis selon un cadre réglementaire à tarif d'encouragement de cinq ans. Le cadre réglementaire à tarif d'encouragement fixe les nouveaux tarifs au début de chaque exercice à l'aide d'une formule d'établissement des tarifs, plutôt que par l'examen des prévisions relatives aux produits et aux coûts. Le cadre prévoit les éléments suivants :

- des hausses annuelles au taux de l'inflation, neutralisées par un facteur de productivité qui correspond à 60 % de l'inflation, de telle sorte que le taux d'indexation net annuel pour chaque exercice correspond à 40 % de l'inflation;
- des hausses et des baisses de tarifs dans la catégorie des petits consommateurs, dont la consommation moyenne décline ou progresse;
- certains ajustements aux tarifs de base;
- la poursuite du transfert des coûts liés à l'achat de gaz, au transport en amont et à la gestion axée sur la demande;
- le transfert additionnel des coûts associés aux principales dépenses d'investissement et à certaines variations liées au carburant;
- une provision pour les variations inattendues des coûts sur lesquelles la direction n'a pas de prise;
- un partage égal des modifications fiscales entre la Société et ses clients;
- un mécanisme de partage des bénéfices qui permet à la Société de conserver entièrement le rendement des capitaux propres provenant des activités liées aux services publics jusqu'à concurrence de 9,93 %, de partager avec ses clients 50 % des bénéfices dans une fourchette de 9,93 % à 10,93 % et de partager avec ses clients 90 % des bénéfices excédant 10,93 %.

Utilisation annuelle des comptes de report liés aux produits autres que le gaz

L'utilisation des comptes de report liés aux produits autres que le gaz fait l'objet d'une demande d'approbation chaque année, et les montants sont généralement recouvrés sur six mois. En août 2017, la CEO a approuvé le recouvrement des soldes de 43 M\$ de comptes de report de 2016 liés aux produits autres que le gaz à compter du 1^{er} octobre 2017.

Gestion axée sur la demande (« GAD »)

En décembre 2017, après avoir reçu les résultats finaux de la vérification, la Société a déposé auprès de la CEO une demande en ce qui a trait au recouvrement des soldes de comptes de report de 2015 selon le programme de GAD, ce qui a donné lieu à un montant net à recevoir des clients d'environ 8 M\$. Union Gas a demandé qu'une décision soit rendue par la CEO au premier trimestre de 2018 afin que le recouvrement auprès des clients puisse commencer au deuxième trimestre de 2018.

Demande de fusion

En novembre 2017, la Société et Enbridge Gas Distribution Inc. (« EGD »), une entreprise liée de la Société (ensemble, les « demanderesses »), ont déposé une demande auprès de la CEO en vue de se regrouper, conformément aux directives de la CEO en ce qui a trait aux demandes relatives à des fusions, acquisitions, regroupements et désinvestissements (« FARD »), avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2019. En vertu de la politique FARD de la CEO, les demanderesses tentent de reporter le rajustement des tarifs de dix ans pour permettre aux services publics de cerner et de mettre à profit des pratiques exemplaires et de mettre en œuvre des solutions intégrées. Cette demande a déclenché un processus d'examen réglementaire qui se poursuivra au cours de 2018; la décision de la CEO est attendue au second semestre de 2018.

Par suite de la demande susmentionnée, également en novembre 2017, Union Gas et EGD en ont soumis une deuxième, qui y est liée. Les demanderesse cherchent à obtenir une ordonnance par laquelle un mécanisme d'établissement des tarifs serait approuvé pour la période de rajustement de dix ans à compter du 1^{er} janvier 2019 qui s'appliquerait si Enbridge réalise le regroupement de la Société et d'EGD. Les demanderesse tentent d'obtenir l'approbation d'un mécanisme de plafonnement des prix assorti d'une indexation annuelle sur l'inflation, qui maintient le transfert de certains coûts, permet de transférer des dépenses d'investissement dépassant un seuil approuvé par la CEO, et permet des ajustements extraordinaires dont le seuil de signification est de 1 M\$.

La décision finale quant à la réalisation éventuelle du regroupement est assujettie à la finalisation de l'examen réglementaire et à l'évaluation par Union Gas, EGD et Enbridge des conséquences liées à la réglementation, ainsi qu'à l'approbation de leurs conseils d'administration respectifs.

3. Trésorerie soumise à restrictions

Au 31 décembre 2017, la Société avait de la trésorerie soumise à restrictions d'un montant de 13 M\$. Au 31 décembre 2016, la Société avait de la trésorerie soumise à restrictions d'un montant de 37 M\$, dont une tranche de 15 M\$ classée dans le poste Trésorerie soumise à restrictions, montant net et une tranche de 22 M\$ classée dans le poste Actifs réglementaires et autres. La trésorerie soumise à restrictions se rapporte aux fonds reçus de la province dans le cadre du programme Fonds d'investissement vert, lequel a pour but de réduire les émissions de GES dans le secteur résidentiel. L'utilisation des fonds par la Société se limite aux dépenses d'investissement admissibles engagées en vue d'exécuter le programme. La Société gèrera le programme Fonds d'investissement vert indépendamment de ses principales activités à tarifs réglementés. Ce programme n'a aucune incidence sur le résultat. Les fonds non dépensés devront être retournés à la province à l'expiration de l'entente le 31 mai 2019 ou, si la province décide de résilier l'entente, à tout moment avant sa date d'expiration.

Les variations des soldes de la trésorerie soumise à restrictions sont présentées dans les activités d'exploitation dans les tableaux des flux de trésorerie de la Société.

4. Débiteurs et autres

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Créances clients	209	161
Produits non facturés	202	133
Déséquilibres des quantités de gaz naturel ^{a)}	251	410
Actifs réglementaires – courants	74	82
Autres	29	20
Provision pour créances douteuses	(6)	(5)
Total des débiteurs et autres	759	801

a) La Société, dans le cours normal des activités, compose avec des déséquilibres entre les gazoducs interconnectés et fournit des services d'équilibrage des quantités de gaz naturel à des clients. Les quantités de gaz naturel dues à la Société ou détenues par cette dernière sont évaluées à la valeur de marché du gaz naturel à la date du bilan. Comme les déséquilibres sont réglés en quantités de gaz naturel, les variations des équilibrages n'ont pas d'incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société.

5. Stocks

Le gaz stocké inclut le gaz destiné à être livré aux clients et celui utilisé par la Société pour effectuer ses activités d'exploitation. Les stocks de matières et de fournitures sont utilisés pour les activités d'exploitation de la Société.

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Gaz stocké	140	222
Matières et fournitures	23	23
Total des stocks	163	245

6. Impôt sur le résultat

Rapprochement du taux d'imposition

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Bénéfice avant impôt	251	226
Taux canadien d'impôt sur le résultat fédéral prévu par la loi	15,0 %	15,0 %
Impôt fédéral attendu au taux prévu par la loi	38	34
Augmentation (diminution) résultant des éléments suivants :		
Impôt provincial	—	5
Impôt de la partie VI.1 de la <i>Loi de l'impôt</i> , après la déduction pour l'impôt fédéral de la partie 1	8	5
Ajustements de l'impôt différé liés aux activités à tarifs réglementés	(31)	(25)
Autres	1	2
Charge d'impôt	16	21
Taux d'imposition effectif	6,4 %	9,3 %

Composantes du bénéfice avant impôt et de l'impôt sur le résultat

<i>(en millions de dollars)</i>	2017	2016
Impôt exigible	33	13
(Économie) charge d'impôt différé	(17)	8
Charge d'impôt	16	21

Composantes de l'impôt différé

Les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés en fonction des conséquences fiscales futures des différences entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur base fiscale respective. Les principales composantes des actifs et des passifs d'impôt différé se présentent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Passifs d'impôt différé		
Immobilisations corporelles	(445)	(405)
Actif réglementaire	(139)	(121)
Autres	(15)	(22)
Total des passifs d'impôt différé	(599)	(548)
Actifs d'impôt différé		
Régimes de retraite	35	32
Total des actifs d'impôt différé	35	32
Passifs d'impôt différé, montant net	(564)	(516)

Avantages fiscaux non comptabilisés

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Avantages fiscaux non comptabilisés au début de l'exercice	38	28
Augmentations brutes liées aux positions fiscales de l'exercice antérieur	7	8
Diminutions brutes liées aux positions fiscales de l'exercice antérieur	(2)	—
Augmentations brutes liées aux positions fiscales de l'exercice considéré	3	3
Réductions découlant de l'expiration d'un délai de prescription	(1)	(1)
Avantages fiscaux non comptabilisés à la fin de l'exercice	45	38

Si les avantages fiscaux non comptabilisés au 31 décembre 2017 étaient comptabilisés, le taux d'imposition effectif annuel de la Société serait moindre. Sans en avoir la certitude, la Société est d'avis qu'il est raisonnablement possible que le montant total des avantages fiscaux non comptabilisés puisse diminuer de 35 M\$ avant le 31 décembre 2018. Les variations prévues des avantages fiscaux non comptabilisés ont trait à l'expiration de délais de prescription et aux règlements de vérifications prévus.

La Société comptabilise les intérêts courus et les pénalités liés aux avantages fiscaux non comptabilisés à titre de composante d'impôt sur le résultat. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, l'impôt sur le résultat incluait des intérêts et des pénalités de néant (2016 – néant). Au 31 décembre 2017, des intérêts et des pénalités de 1 M\$ ont été constatés (2016 – 1 M\$).

La Société pourrait toujours faire l'objet d'une vérification relativement aux déclarations de revenus pour les exercices allant de 2009 à 2016.

7. Immobilisations corporelles, montant net

<i>(en millions de dollars)</i>	Durée d'utilité <i>(en années)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Usine			
Transport de gaz naturel	20 à 58	3 242	2 734
Distribution de gaz naturel	25 à 60	4 887	4 697
Stockage	10 à 50	1 187	924
Droits fonciers et droits de passage	48 à 61	141	137
Autres immeubles et améliorations	2 à 42	63	62
Matériel	4 à 15	80	82
Véhicules	6	60	57
Terrains	—	94	90
Construction en cours	—	40	349
Autres	15 à 18	17	21
Total des immobilisations corporelles		9 811	9 153
Total des amortissements cumulés		2 898	2 727
Total des immobilisations corporelles, montant net		6 913	6 426

La Société n'avait aucun contrat de location-acquisition aux 31 décembre 2017 ou 2016.

Une proportion de 96 % des immobilisations corporelles de la Société se rapportent à des activités à tarifs réglementés et leur durée d'utilité estimative est fondée sur des taux approuvés par la CEO. Le taux d'amortissement moyen pondéré composé s'est établi à 2,73 % pour 2017 et à 2,76 % pour 2016.

La Société a inscrit à l'actif des intérêts de 8 M\$ en 2017 et de 11 M\$ en 2016.

8. Immobilisations incorporelles, montant net

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Immobilisations incorporelles	410	116
Moins : amortissement cumulé	42	34
Immobilisations incorporelles, montant net	368	82

Les immobilisations incorporelles comprennent les logiciels informatiques et les instruments de conformité relative aux émissions de GES. Au 31 janvier 2017, les instruments de conformité relative aux émissions de GES étaient achetés par la Société pour elle-même et pour la plupart de ses clients afin de respecter les obligations prescrites par le Programme de plafonnement et d'échange de la province. Les instruments de conformité relative aux émissions de GES achetés sont comptabilisés à leur coût initial et ne sont pas amortis, puisqu'ils seront utilisés pour assurer le respect des obligations en matière de conformité lorsqu'elles arrivent à échéance. Les logiciels sont amortis selon le mode linéaire sur une période de 4 à 10 ans.

La Société a inscrit à l'actif des intérêts de néant en 2017 et de 1 M\$ en 2016 relativement aux logiciels.

Tous les logiciels de la Société ont été créés ou obtenus pour usage interne.

La charge d'amortissement des immobilisations incorporelles a totalisé 19 M\$ en 2017 et 15 M\$ en 2016. La charge d'amortissement estimative des immobilisations incorporelles des cinq prochaines années se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2018	2019	2020	2021	2022
Charge d'amortissement estimative	21	19	17	10	4

9. Actifs et passifs réglementaires et autres

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Impôt différé – à long terme (note 2)	530	462
Trésorerie soumise à restrictions	—	22
Goodwill	12	12
Actifs au titre des régimes de retraite	33	27
Équilibrage des quantités de gaz naturel	56	67
Principales pièces de rechange	10	10
Autres	2	2
Total des actifs réglementaires et autres	643	602
Frais d'enlèvement d'immobilisations (note 2)	432	394
Passifs au titre des régimes de retraite	167	147
Avantages fiscaux non comptabilisés	45	38
Montant à payer relativement au programme Fonds d'investissement vert	—	22
Passifs au titre de la conformité relative aux émissions de GES ^{a)}	238	—
Autres	2	1
Total des passifs réglementaires et autres	884	602

a) En vertu des règlements en matière de plafonnement et d'échange de la province, la Société est tenue de respecter ses obligations en matière de conformité relative aux émissions de GES à l'égard de l'utilisation de gaz naturel par la plupart de ses clients ainsi qu'à l'égard des émissions provenant de sa propre exploitation. La Société sera tenue de régler son passif en matière de conformité au moyen d'instrument de conformité après la fin de la période de conformité initiale allant du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2020.

10. Crédoiteurs et charges à payer

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Déséquilibres des quantités de gaz naturel ^{a)}	251	410
Charges à payer	199	170
Dettes fournisseurs	127	142
Dépôts de garantie	43	39
Intérêts à payer	37	37
Retenues de garantie au titre de contrats	27	34
Passifs réglementaires – courants	27	36
Impôt à payer	19	10
Total des crédoiteurs et charges à payer	730	878

a) La Société, dans le cours normal des activités, compose avec des déséquilibres entre les interconnexions de gazoducs et fournit des services d'équilibrage des quantités de gaz naturel à des clients. Les quantités de gaz naturel dues à la Société ou détenues par cette dernière sont évaluées à la valeur de marché du gaz naturel à la date du bilan. Comme les déséquilibres sont réglés en quantités de gaz naturel, les variations des équilibrages n'ont pas d'incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société.

11. Transactions entre parties liées

À l'occasion, la Société fournit des services à Enbridge, à Spectra Energy et ses sociétés affiliées (parties liées) et engage des coûts en leur nom, lesquels sont ultérieurement remboursés. De même, certaines parties liées peuvent offrir des services pour la Société ou engager des frais en son nom, que la Société leur rembourse ensuite. La Société fournit également du gaz naturel ainsi que des services de stockage et de transport à des parties liées, et vice versa. Ces transactions se déroulent dans le cours normal des activités et sont comptabilisées aux valeurs d'échange convenues entre les parties liées.

En outre, des parties liées fournissent à la Société des services généraux centralisés, aux termes d'ententes conclues avec des parties liées, qui ont trait, notamment, aux affaires juridiques, à la comptabilité, à la conformité, à la trésorerie et aux technologies de l'information et d'autres services, ainsi que certains services d'ingénierie et autres. La Société rembourse aux parties liées les frais qu'elles engagent pour lui fournir ces services, de même que d'autres dépenses qu'elles effectuent pour son compte. Les remboursements exigés par les parties liées se fondent sur le coût des services rendus ou sur différentes méthodes de calcul fondées sur le pourcentage de l'actif, de l'effectif ou des bénéfices de la Société ou d'autres mesures par rapport à Enbridge et aux autres parties liées de Spectra Energy.

Dans le cours normal des activités, la Société verse des fonds non garantis à Westcoast ou en obtient de sa part. La Société a également un billet pour emprunter des fonds non garantis à GLBE, jusqu'à concurrence de 150 M\$.

Le 31 juillet 2017, la Société a conclu une entente générale de stockage de gaz (l'« entente ») avec EGD, une nouvelle société affiliée sous contrôle commun à la suite de la fusion, aux termes de laquelle, la Société a convenu d'utiliser la totalité de la capacité de stockage non réglementée et du potentiel de livraison d'EGD à compter de septembre 2017. Parallèlement à l'entente, la Société a conclu une entente d'assignation de contrats de stockage avec EGD aux termes de laquelle la Société prenait en charge les contrats de clients d'EGD liés à la capacité de stockage non réglementée assignée à compter de septembre 2017. Le 29 septembre 2017, EGD a nové la totalité de ses instruments dérivés liés à des contrats de change à terme, l'obligation connexe étant transférée à la Société.

Les transactions que la Société a conclues avec des parties liées sont les suivantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Produits tirés du transport et du stockage	Charge liée à l'achat de gaz naturel et aux services de stockage et de transport	Frais (encaissement) liés aux services partagés ^{a)}	Total
2017				
St Clair Pipelines Partnership, une division de Westcoast	—	1	—	1
Pipeline and Field Services, une division de Westcoast	—	—	(4)	(4)
Westcoast Energy Inc.	—	—	(1)	(1)
Spectra Energy Gas Transmission LLC	—	—	12	12
Sarnia Airport Storage Pool Limited Partnership	(1)	5	—	4
Market Hub Partners L.P.	—	1	—	1
Enbridge Gas Distribution Inc.	(113)	7	—	(106)
Tidal Energy Marketing Inc.	(4)	—	—	(4)
Tidal Energy Marketing (US) LLC	—	5	—	5
St. Lawrence Gas Company Inc.	(1)	—	—	(1)
Express-Platte Pipeline L.P.	—	—	(1)	(1)
Total	(119)	19	6	(94)
2016				
St Clair Pipelines 1996, une division de Westcoast	—	—	(2)	(2)
Pipeline and Field Services, une division de Westcoast	—	—	(4)	(4)
Spectra Energy Empress L.P.	—	21	—	21
Spectra Energy Gas Transmission LLC	—	—	21	21
Sarnia Airport Storage Pool Limited Partnership	—	4	—	4
Total	—	25	15	40

a) Exclut les ententes de rémunération.

Les montants nets à recevoir des parties liées (ou à leur verser) sont les suivants :

<i>(en millions de dollars, montant net)</i>	2017	2016
Enbridge Gas Distribution Inc.	11	—
Tidal Energy Marketing Inc.	1	—
Spectra Energy Gas Transmission LLC	(4)	(1)
Enbridge Inc.	(2)	—
Westcoast Energy Inc.	—	(253)
Autres	1	—
Total ^{a)}	7	(254)

a) Au 31 décembre 2017, un montant de 9 M\$ (2016 – 5 M\$) était constaté au poste Créditeurs et charges à payer, un montant de 16 M\$ (2016 – 4 M\$) était constaté au poste Débiteurs et autres et un montant de néant (2016 – 253 M\$) était constaté au poste Emprunts à court terme des bilans.

12. Dette et facilités de crédit**Sommaire de la dette et des échéances connexes**

<i>(en millions de dollars)</i>		31 décembre 2017	31 décembre 2016
9,70 %	Déventures de série II 1992, échéant le 6 novembre 2017	—	125
5,35 %	Déventures de série 6, échéant le 27 avril 2018	200	200
8,75 %	Déventures de série 1993, échéant le 3 août 2018	125	125
8,65 %	Déventures de premier rang, échéant le 19 octobre 2018	75	75
2,76 %	Déventures de série 11, échéant le 2 juin 2021	200	200
4,85 %	Déventures de série 6, échéant le 25 avril 2022	125	125
3,79 %	Déventures de série 10, échéant le 10 juillet 2023	250	250
3,19 %	Déventures de série 13, échéant le 17 septembre 2025	200	200
8,65 %	Déventures de série 1995, échéant le 10 novembre 2025	125	125
2,81 %	Déventures de série 14, échéant le 1 ^{er} juin 2026	250	250
2,88 %	Déventures à moyen terme, échéant le 22 novembre 2027	250	—
5,46 %	Déventures de série 6, échéant le 11 septembre 2036	165	165
6,05 %	Déventures de série 7, échéant le 2 septembre 2038	300	300
5,20 %	Déventures de série 8, échéant le 23 juillet 2040	250	250
4,88 %	Déventures de série 9, échéant le 21 juin 2041	300	300
4,20 %	Déventures de série 12, échéant le 2 juin 2044	500	500
3,80 %	Déventures de série 15, échéant le 1 ^{er} juin 2046	250	250
3,59 %	Déventures à moyen terme, échéant le 22 novembre 2047	250	—
Capital de la dette à long terme (y compris la tranche courante)		3 815	3 440
Moins : escompte au titre de la dette non amortie		7	7
Moins : frais d'émission de titres d'emprunt		15	13
Plus : papier commercial		485	333
Total de la dette		4 278	3 753
Moins : tranche courante de la dette à long terme		400	125
Moins : papier commercial		485	333
Total de la dette à long terme		3 393	3 295

La dette à long terme de la Société n'est pas garantie. Les exigences en matière de remboursement du capital de la dette à long terme s'établissent comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite
Dette à long terme ^{a)}	3 815	400	—	—	200	125	3 090

a) Exclut le papier commercial d'un montant de 485 M\$.

Aux termes des actes de fiducie visant certaines déventures, la Société a accepté plusieurs clauses restrictives, incluant des restrictions relatives au versement de dividendes. Aux 31 décembre 2017 et 2016, la Société se conformait à toutes ces clauses.

En 2017, le total des charges d'intérêts sur la dette à long terme s'est élevé à 171 M\$ (2016 – 169 M\$).

Facilité de crédit disponible et clauses restrictives liées aux emprunts

<i>(en millions de dollars)</i>	Date d'échéance	Capacité de la facilité de crédit	Papier commercial en circulation	
			Au 31 décembre 2017	Au 31 décembre 2016

Facilité de crédit consortiale pluriannuelle ^{a)}	2021	700	485	333
--	------	-----	------------	-----

a) La facilité de crédit est assortie d'une clause restrictive aux termes de laquelle le ratio d'endettement, tel qu'il est défini dans l'accord, ne doit pas dépasser 75 %, ainsi que d'une clause qui exige que la Société rembourse la totalité de ses emprunts aux termes de la facilité pour une période de deux jours, au deuxième trimestre de chaque exercice. Ce ratio était de 67,6 % au 31 décembre 2017 (69,0 % au 31 décembre 2016). Les émissions de papier commercial, déduction faite de l'escompte, sont garanties par la facilité de crédit.

La facilité de crédit disponible était assortie de commissions d'attente moyennes pondérées de 0,085 % sur la tranche non utilisée.

L'émission de papier commercial, de lettres de crédit et d'emprunts renouvelables réduit les montants disponibles au titre de la facilité de crédit. Aux 31 décembre 2017 et 2016, aucune lettre de crédit n'avait été émise et aucun emprunt renouvelable n'était en cours aux termes de la facilité de crédit. La majeure partie des besoins de liquidités à court terme de la Société est financée par l'émission de papier commercial. Le taux moyen pondéré sur le papier commercial en circulation était de 1,28 % au 31 décembre 2017 (2016 – 0,87 %). Le nombre de jours moyen pondéré jusqu'à échéance au titre du papier commercial en circulation était de 14 jours au 31 décembre 2017 (2016 – 8 jours).

L'entente de crédit de la Société comprend plusieurs clauses restrictives d'ordre financier ou autre, y compris le maintien de certains ratios financiers. Tout manquement à ces clauses restrictives hors du délai de grâce prévu peut se traduire par l'exigibilité anticipée de l'emprunt, la résiliation de l'entente ou les deux. Aux 31 décembre 2017 et 2016, la Société se conformait à ces clauses. En outre, l'entente de crédit prévoit l'exigibilité anticipée des paiements ou la résiliation de l'entente en cas de défaut de paiement, ou, dans certains cas, en raison de l'exigibilité anticipée d'autres emprunts importants de l'emprunteur.

Le total des intérêts payés sur la dette à court terme en 2017 s'est chiffré à 6 M\$ (2016 – 1 M\$).

La Société et certaines entreprises liées disposent globalement d'une facilité à vue sous forme de lettres de crédit d'un montant de 400 M\$. Au 31 décembre 2017, la Société n'avait aucune lettre de crédit en cours aux termes de cette facilité de crédit.

13. Actions privilégiées

	Autorisées	En circulation		31 décembre 2017	31 décembre 2016
		31 décembre 2017	31 décembre 2016		
	<i>(nombre d'actions)</i>	<i>(nombre d'actions)</i>	<i>(en millions de dollars)</i>		
Catégorie A	202 072				
Série A à 5,5 %		47 672	47 672	3	3
Série B à 6 %		90 000	90 000	5	5
Série C à 5 %		49 500	49 500	2	2
Catégorie B,					
Série 10, à 4,88 %	Illimité	4 000 000	4 000 000	100	100
				110	110

Les actions privilégiées de catégorie A, série A et les actions privilégiées de catégorie A, série C, sont assorties d'un dividende cumulatif et sont rachetables au prix de 50,50 \$ par action. La Société doit offrir chaque année d'acheter pour 170 000 \$ d'actions de série A et pour 140 000 \$ d'actions de série C au prix le moins élevé pouvant être obtenu, mais ne dépassant pas 50 \$ par action.

Les actions privilégiées de catégorie A, série B, sont assorties d'un dividende cumulatif et sont rachetables au prix de 55 \$ par action au gré de la Société.

Les actions privilégiées de catégorie B, série 10, sont assorties d'un dividende cumulatif et sont rachetables au prix de 25 \$ par action au gré de la Société. Elles peuvent également être converties, au gré de leur porteur, en actions de série 11, une fois tous les cinq ans à compter du 1^{er} janvier 2014. Les porteurs des actions privilégiées de catégorie B, série 10, n'ont pas exercé leur option le 1^{er} janvier 2014, et la prochaine date de conversion optionnelle est le 1^{er} janvier 2019. La Société peut racheter en tout temps la totalité, mais uniquement la totalité, des actions de série 10 en circulation. Les actions de série 10 sont assorties d'un taux de dividende variable, à un taux annuel correspondant à 80 % du taux préférentiel jusqu'au 31 décembre 2018.

La Société a un nombre illimité d'actions privilégiées autorisées de catégorie B, série 11, à 4,79 %. Ces actions sont assorties d'un dividende cumulatif et sont rachetables au prix de 25 \$ par action au gré de la Société. Elles peuvent également être converties, au gré de leur porteur, en actions de série 10, à compter du 15 janvier 2026 et par la suite tous les cinq ans à la date anniversaire (appelée « date de conversion des actions de série 11 »). Par ailleurs, ces actions sont rachetables au prix de 25,50 \$ par action, au gré de la Société, à tout moment après le 15 janvier 2026, en dehors des dates de conversion des actions de série 11. Aux 31 décembre 2017 et 2016, aucune de ces actions n'était émise ou en circulation.

Les actions ne sont l'objet d'aucun fonds d'amortissement ni d'aucun rachat obligatoire et ne peuvent être converties en aucun autre titre que des actions privilégiées. Puisque ces actions ne sont pas exclusivement sous contrôle de la Société, elles ont été classées à titre de capitaux propres temporaires dans les bilans.

14. Capital social

Le 31 janvier 2017, la Société a reçu de GLBE un apport en capital de 30 M\$ au titre des actions ordinaires de la Société. Aucune action ordinaire n'a été émise à la suite de cette opération.

15. Régimes de retraite et avantages complémentaires de retraite

Régimes de retraite

La Société offre des régimes de retraite agréés et non agréés, contributifs et non contributifs, qui versent des prestations de retraite sous forme de prestations définies et de cotisations définies qui couvrent la quasi-totalité de ses employés. La Société offre également des régimes de retraite supplémentaires qui versent des prestations de retraite qui s'ajoutent aux régimes de base pour certains employés.

Régimes à prestations définies

Les prestations à payer en vertu des régimes à prestations définies sont versées en fonction du nombre d'années de service et de la rémunération moyenne en fin de carrière de chaque participant au régime. Les cotisations de la Société sont versées conformément aux évaluations actuarielles indépendantes et sont investies principalement dans des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe négociés sur le marché.

Régimes à cotisations définies

En règle générale, les cotisations sont fondées sur l'âge, le nombre d'années de service et la rémunération admissible actuelle de chaque participant. En ce qui concerne les régimes à cotisations définies, le coût des prestations correspond aux montants que la Société est tenue de verser.

Autres avantages complémentaires de retraite

Les autres avantages postérieurs à l'emploi (« AAPE ») comprennent principalement une couverture supplémentaire en matière de soins de santé et de soins dentaires, de comptes de soins de santé ainsi que d'assurance-vie pour les employés retraités admissibles en vertu de régimes non contributifs. Les régimes d'AAPE ne sont pas capitalisés.

Obligation au titre des prestations, actifs des régimes et situation de capitalisation

Le tableau suivant présente les détails des variations de l'obligation au titre des prestations, de la juste valeur des actifs des régimes et l'actif ou le passif comptabilisé au titre des régimes de retraite à prestations définies et des AAPE de la Société.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		AAPE	
	2017	2016	2017	2016
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations, au début de l'exercice	917	877	61	63
Coût des services rendus	23	19	1	1
Coût financier	35	35	2	3
Perte actuarielle (gain actuariel)	43	22	2	(4)
Cotisations salariales	4	4	—	—
Prestations versées	(43)	(40)	(2)	(2)
Modification apportée aux régimes	—	—	(1)	—
Obligation au titre des prestations à la fin de l'exercice^{a)}	979	917	63	61
Variation de l'actif des régimes				
Juste valeur de l'actif des régimes au début de l'exercice	854	842	—	—
Rendement réel de l'actif des régimes	73	47	—	—
Prestations versées	(43)	(40)	(2)	(2)
Cotisations patronales	16	4	2	2
Cotisations salariales	4	4	—	—
Charges prévues non liées aux placements	—	(3)	—	—
Juste valeur de l'actif des régimes à la fin de l'exercice	904	854	—	—
Capitalisation déficitaire à la fin de l'exercice	(75)	(63)	(63)	(61)

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		AAPE	
	2017	2016	2017	2016
Capitalisation déficitaire à la fin de l'exercice				
Passif courant – Autres	(2)	(2)	(2)	(2)
Crédits différés et autres passifs – Passifs réglementaires et autres	(106)	(88)	(61)	(59)
Autres actifs – Autres	33	27	—	—
Capitalisation déficitaire à la fin de l'exercice	(75)	(63)	(63)	(61)

a) Dans le cas des régimes de retraite, l'obligation au titre des prestations correspond à l'obligation au titre des prestations projetées. Dans le cas des régimes d'AAPE, l'obligation au titre des prestations correspond à l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite constitués. L'obligation au titre des prestations constituées pour les régimes de retraite de la Société s'est établie à 917 M\$ au 31 décembre 2017 (2016 – 866 M\$).

Au 31 décembre 2017, les régimes de retraite dont les obligations au titre des prestations constituées dépassaient les actifs des régimes avaient des obligations au titre des prestations projetées de 574 M\$ (2016 – 519 M\$) et des obligations au titre des prestations constituées de 517 M\$ (2016 – 475 M\$), et la juste valeur de l'actif de ces régimes se chiffrait à 466 M\$ (2016 – 428 M\$).

Montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global

Le tableau suivant présente les montants du cumul des autres éléments du résultat global avant impôt liés aux régimes de retraite et d'AAPE de la Société.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		AAPE	
	2017	2016	2017	2016
Perte actuarielle (gain actuariel), montant net	269	257	(4)	(6)
Coût des services passés	1	2	(1)	—
Total des montants comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global, avant impôt	270	259	(5)	(6)

Coûts nets des prestations

Le tableau suivant présente les composantes des coûts nets des prestations et des autres montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global avant impôt liées aux régimes de retraite et d'AAPE de la Société.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		AAPE	
	2017	2016	2017	2016
Coûts nets des prestations				
Coût des services rendus	23	22	1	1
Coût financier	35	35	2	3
Rendement prévu des actifs des régimes	(57)	(57)	—	—
Amortissement de la perte actuarielle et du coût des services passés	15	18	—	—
Coûts des prestations définies et des AAPE, montant net	16	18	3	4
Coût des prestations en vertu des régimes à cotisations définies	6	6	—	—
Coûts des prestations comptabilisés en résultat net, montant net	22	24	3	4
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	—	—	(1)	—
Coût des services passés				
Perte actuarielle (gain actuariel) survenu(e) au cours de l'exercice, montant net	26	32	2	(4)
Amortissement de la perte actuarielle nette et du coût des services passés	(15)	(18)	—	—
Total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	11	14	1	(4)
Total comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	33	38	4	—

Selon l'estimation de la Société, un montant d'environ 22 M\$ lié aux régimes de retraite et un montant de néant lié aux régimes d'AAPE au 31 décembre 2017 seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global en résultat net au cours des 12 prochains mois.

Hypothèses actuarielles

Le tableau suivant présente les hypothèses moyennes pondérées formulées aux fins de l'évaluation des obligations au titre des prestations et du coût net des prestations liées aux régimes de retraite et d'AAPE de la Société.

	Régimes de retraite		AAPE	
	2017	2016	2017	2016
Obligations au titre des prestations				
Taux d'actualisation	3,53 %	3,81 %	3,58 %	3,81 %
Augmentation des salaires	3,04 %	3,00 %	3,22 %	3,00 %
Coûts nets des prestations				
Taux d'actualisation	3,81 %	4,03 %	3,81 %	4,03 %
Augmentation des salaires	3,00 %	3,00 %	3,47 %	3,00 %
Taux de rendement des actifs des régimes	6,90 %	7,15 %	s.o.	s.o.

Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé

Le tableau suivant présente les taux hypothétiques qui seront utilisés pour évaluer le coût prévu des prestations pour le prochain exercice.

	2017	2016
Taux tendanciels hypothétiques du coût des soins de santé pour le prochain exercice	5,37 %	5,00 %
Taux auquel le taux tendanciel du coût est présumé reculer (taux tendanciel final)	4,36 %	5,00 %
Exercice au cours duquel le taux tendanciel final est atteint	2034	2017

Le tableau suivant présente l'incidence d'une variation de 1 % du taux tendanciel hypothétique du coût des soins de santé pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

	Augmentation de un point de pourcentage	Diminution de un point de pourcentage
<i>(en millions de dollars)</i>		
Incidence sur le total du coût des services rendus et du coût financier	1	—
Incidence sur l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite constitués	2	(2)

Actif des régimes

L'actif des régimes de retraite est maintenu dans une fiducie globale. L'objectif de placement de la fiducie globale est d'obtenir un rendement raisonnable à l'égard de ses actifs, tout en maintenant un niveau prudent de risque lié au portefeuille, en vue d'améliorer la sécurité des avantages pour les participants au régime. Les objectifs relatifs à la répartition de l'actif ont été établis à la suite de l'examen de l'objectif de placement et du profil de risque des fiducies. Les titres de capitaux propres sont détenus en raison de leur rendement attendu élevé. Les autres titres de capitaux propres et à revenu fixe sont détenus à des fins de diversification. Les placements dans les catégories d'actifs sont diversifiés afin d'élargir la participation au marché et de réduire l'incidence des gestionnaires ou de placements individuels. La Société examine régulièrement la répartition réelle de ses actifs et rééquilibre ses placements de façon périodique en fonction de la répartition cible au besoin.

Le tableau suivant présente les objectifs relatifs à la répartition de l'actif et les principales catégories d'actifs des régimes.

Catégorie d'actifs	Répartition cible Attribution	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Titres de capitaux propres	40 %	59 %	59 %
Titres à revenu fixe	45 %	41 %	41 %
Autres	15 %	— %	— %
Total	100 %	100 %	100 %

Le tableau ci-dessous présente un résumé de la juste valeur de l'actif des régimes de retraite de la Société comptabilisée à chaque niveau de la hiérarchie des justes valeurs, tel qu'il a été déterminé conformément aux techniques d'évaluation décrites à la note 17.

(en millions de dollars)	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
31 décembre 2017				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	4	4	—	—
Titres de capitaux propres	532	249	283	—
Titres à revenu fixe	368	368	—	—
Total	904	621	283	—
31 décembre 2016				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3	3	—	—
Titres de capitaux propres	501	242	259	—
Titres à revenu fixe	350	350	—	—
Total	854	595	259	—

Paiements au titre des prestations et cotisations de l'employeur prévus

(en millions de dollars)	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2027
Régimes de retraite	44	45	46	48	48	254
AAPE	2	2	3	3	3	16

En 2018, la Société prévoit verser des cotisations d'environ 20 M\$ et 2 M\$ aux régimes de retraite et aux régimes d'AAPE, respectivement.

Régimes d'épargne-retraite

En plus des régimes de retraite susmentionnés, la Société offre des régimes d'épargne-retraite à cotisations définies aux employés admissibles. Les employés peuvent participer à une formule de cotisation de contrepartie selon laquelle la Société verse l'équivalent d'un certain pourcentage des cotisations avant impôt versées par l'employé, jusqu'à concurrence de 5 % du salaire admissible par période de paie. La Société a passé en charges des cotisations de contrepartie avant impôt de 8 M\$ en 2017 et en 2016.

16. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société se rapportent à l'obligation juridique visant la déconnexion, la purge et la fermeture de gazoducs abandonnés, l'obturation des puits de stockage abandonnés et, dans certains immeubles, la manipulation et l'élimination d'amiante, s'il est déplacé.

La Société a des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations non liées à l'amiante comprenant des servitudes et certaines ententes de licences ferroviaires relatives à des gazoducs situés sur des terrains n'appartenant pas à la Société. La Société n'a pas constaté de passif au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations non liées à l'amiante, car la juste valeur des obligations ne peut être raisonnablement estimée. Le système de gazoducs de la Société est considéré comme une composante essentielle de ses activités et devrait être entretenu et demeurer en place indéfiniment. De plus, l'approvisionnement en gaz naturel est suffisant pour permettre à la Société d'exercer ses activités à long terme.

Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont ajustées à chaque période pour tenir compte de tout passif engagé ou réglé au cours de la période, de toute charge de désactualisation et de toute révision des flux de trésorerie estimatifs.

Rapprochement des variations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Le passif correspondant aux flux de trésorerie prévus comptabilisés dans les états financiers reflète des taux d'actualisation allant de 4,22 % à 5,50 % (2016 – 4,22 % à 5,50 %). Le tableau qui suit présente un rapprochement des variations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société.

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Solde au début de l'exercice	417	440
Charge de désactualisation	19	20
Passifs contractés	5	7
Passifs réglés	(8)	(7)
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	(34)	(43)
Solde à la fin de l'exercice	399	417

17. Gestion des risques et instruments financiers

Le bénéfice, les flux de trésorerie et les autres éléments de résultat global de la Société sont tributaires des fluctuations des prix du gaz naturel et des taux de change. Ces risques sont en partie assumés par les clients, par l'intermédiaire de certains mécanismes réglementaires. Les politiques, les processus et les systèmes de la Société en matière de gestion des risques ont été conçus par la société mère, Enbridge, dans le but d'atténuer ces risques.

Les paragraphes qui suivent résument les types de risques auxquels la Société est exposée et les instruments de gestion des risques applicables utilisés pour les atténuer.

Risque sur marchandises

Les variations du prix du gaz naturel ont une incidence sur les coûts liés aux achats de gaz naturel de la Société pour combler ses propres besoins d'exploitation ainsi que sur les coûts d'approvisionnement en gaz que la Société engage pour les clients de son réseau ou qu'elle perçoit de ces derniers. La politique d'approvisionnement en gaz de la Société comprend principalement des contrats dont le mécanisme de fixation des prix reflète les variations mensuelles et quotidiennes du prix du gaz. La volatilité des prix des marchandises et les niveaux de prix absolu ont également une incidence sur la quantité de gaz naturel utilisée par les clients. Conformément aux directives de la CEO, les variations du prix du gaz naturel sont assumées par les clients.

Risque de change

Le risque de change représente le risque lié aux profits ou aux pertes découlant de la volatilité des taux de change. La Société génère certains produits libellés en dollars américains. Par conséquent, le bénéfice et les flux de trésorerie de la Société sont exposés aux fluctuations imputables à la variabilité du cours du dollar américain.

Au cours du troisième trimestre de 2017, Union Gas a repris un certain nombre de contrats de stockage liés à des clients d'EGD, dont certains sont libellés en dollars américains. EGD a également nové des couvertures des flux de trésorerie qui servaient à gérer l'exposition aux fluctuations des taux de change relativement aux contrats de stockage visés, l'obligation connexe étant transférée à Union Gas.

Instruments dérivés

Au 31 décembre 2017, la Société avait un montant d'approximativement 1 M\$ lié à des instruments dérivés utilisés comme couvertures du change (2016 – néant) compris aux postes Débiteurs et autres et Actifs réglementaires et autres. Le montant est comptabilisé à la juste valeur, comme il est décrit ci-dessous.

Les instruments dérivés de la Société liés à des contrats de change à terme arrivent à échéance d'ici 2023 et représentent un notionnel de 21 M\$ (17 M\$ US) (2016 – néant).

Évaluations à la juste valeur

Les instruments financiers comptabilisés à la juste valeur aux bilans sont évalués selon une hiérarchie des justes valeurs qui reflète l'importance des données utilisées pour réaliser ces évaluations. La hiérarchie des justes valeurs se compose des niveaux suivants :

Niveau 1

Les évaluations de niveau 1 correspondent aux prix non rajustés cotés sur des marchés actifs pour des instruments identiques.

Techniques d'évaluation de niveau 2

La juste valeur des instruments financiers de la Société qui sont négociés sur un marché secondaire actif est déterminée en fonction des cours du marché. Ces évaluations peuvent comprendre des données telles que les cours du marché pour des instruments identiques ou semblables, les cours des courtiers ou d'autres sources de prix, notamment des modèles d'évaluation ou des outils d'évaluation matricielle, dont le degré de transparence est jugé raisonnable. La juste valeur des actifs des régimes de retraite de la Société désignés comme des instruments financiers de niveau 2 est déterminée selon la technique d'évaluation fondée sur le marché, qui utilise des données observables, notamment l'évaluation matricielle et l'évaluation corroborée par le marché. La juste valeur des contrats de change est également déterminée selon la technique d'évaluation fondée sur le marché au moyen d'une extrapolation des prix et des taux futurs observables. La juste valeur des autres instruments financiers liés aux actifs des régimes de retraite est présentée à la note 15.

Techniques d'évaluation de niveau 3

Les techniques d'évaluation de niveau 3 font appel notamment à des modèles d'évaluation des prix, à des méthodes d'actualisation des flux de trésorerie et à d'autres techniques similaires qui reposent sur au moins une hypothèse de modélisation ou une donnée importante non observable. Les instruments financiers pour lesquels la direction doit user d'un jugement important ou avoir recours à une estimation importante pour en déterminer la juste valeur sont également classés dans le niveau 3. La juste valeur des actifs des régimes de retraite de la Société désignés comme des instruments financiers de niveau 3 est déterminée selon la technique d'évaluation fondée sur le marché, qui utilise des données non observables, notamment l'évaluation par le gestionnaire de portefeuille des placements privés et des actions de sociétés fermées.

Il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Instruments financiers

Le tableau qui suit présente un résumé des justes valeurs des instruments financiers comptabilisés à la valeur comptable. L'interprétation des données relatives au marché aux fins de l'établissement de la juste valeur demande de faire preuve de jugement. Ces estimations ne sont pas nécessairement représentatives des montants pouvant être réalisés sur les marchés actuels.

	31 décembre 2017		31 décembre 2016	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
(en millions de dollars)				
Dette à long terme, y compris la tranche à court terme ^{a)}	3 815	4 327	3 440	3 888

a) Exclut les éléments non amortis.

La juste valeur de la dette à long terme de la Société est déterminée en fonction des cours du marché, tel qu'il est décrit sous la rubrique Techniques d'évaluation de niveau 2, présentée ci-dessus.

La juste valeur de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des débiteurs et autres, des créditeurs et charges à payer, des emprunts à court terme et du papier commercial ne diffère pas de façon significative de la valeur comptable de ces derniers, ces instruments étant d'une nature à court terme ou les taux établis avoisinant les taux du marché.

Risque de crédit

Le risque de crédit représente la perte financière que la Société pourrait subir si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations contractuelles. À la fin de chaque période, le montant maximal de l'exposition de la Société au risque de crédit correspond à la valeur comptable de ses actifs financiers. Les principaux clients de la Société pour les services de transport et de stockage du gaz naturel sont des utilisateurs finaux du secteur industriel, des négociants, des entreprises de distribution locales et des sociétés de services publics. Les clients de la Société pour les services de distribution sont principalement des utilisateurs finaux des secteurs industriel et résidentiel. Cette concentration des clients pourrait avoir une incidence sur le risque de crédit global de la Société.

Dans le cours normal de ses activités, la Société consent des prêts de gaz naturel à des tiers à même ses réserves de gaz stocké. Le coût de remplacement des prêts de gaz naturel au 31 décembre 2017 représentait une créance de 93 M\$ (2016 – créance de 84 M\$). La Société gère le risque de crédit lié aux prêts de gaz naturel en soumettant ces tiers aux mêmes politiques de crédit que celles qu'elle impose à tous ses clients et en obtenant des garanties, au besoin.

La Société gère le risque de crédit lié à la trésorerie et aux équivalents de trésorerie en ne faisant affaire qu'avec des banques et des institutions financières dignes de confiance. Pour gérer son risque de crédit lié aux débiteurs, la Société procède régulièrement à des évaluations du crédit de tous ses clients. Lorsque la qualité du crédit d'un client ne satisfait pas aux exigences de la Société, celle-ci exige une lettre de crédit, un dépôt en espèces ou des garanties de la société mère. Au 31 décembre 2017, les dépôts détenus par la Société s'établissaient à 43 M\$ (2016 – 39 M\$). D'importantes difficultés financières du débiteur, la possibilité que le débiteur déclare faillite ou procède à une réorganisation financière et tout manquement ou arriéré de paiement constituent des indicateurs que la créance peut être irrécouvrable; cette dernière doit donc être constatée dans la provision pour créances douteuses.

La conclusion d'instruments financiers dérivés peut également donner lieu à un risque de crédit. La Société a conclu des opérations de gestion des risques avec des institutions dont la notation de crédit est élevée.

La Société continue d'appliquer ses politiques et ses procédures reconnues de gestion des risques pour assurer une surveillance appropriée des positions de crédit des consommateurs et, d'après les évaluations actuelles, prévoit que ces positions n'auront aucune incidence négative importante.

Le tableau suivant présente le détail de l'ancienneté des créances clients non douteuses ainsi que les provisions pour créances douteuses.

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Exigible	386	275
En souffrance depuis 30 jours	13	10
En souffrance depuis 60 jours	4	3
En souffrance depuis plus de 90 jours	8	6
Total des créances clients	411	294
Provision pour créances douteuses	(6)	(5)
Total des créances clients, montant net ^{a)}	405	289

a) Les prix du gaz, qui peuvent fluctuer de façon importante d'une année à l'autre, ont une incidence sur la valeur comptable des créances.

Aucun client à lui seul ne représentait plus de 10 % des ventes ou des débiteurs pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016.

Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité représente l'éventualité que la Société ne puisse être en mesure de réunir les fonds nécessaires pour respecter ses obligations à échéance. La Société gère son risque d'illiquidité en établissant des prévisions de ses flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et de ses activités d'investissement et de financement prévues. La Société dispose de facilités de crédit pour répondre à ses besoins financiers à court terme (se reporter à la note 12).

Le tableau suivant présente les échéances contractuelles des flux de trésorerie non actualisés des passifs financiers au 31 décembre 2017.

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	2018	2019-2020	2021-2022	Par la suite
Papier commercial	485	485	—	—	—
Créditeurs et charges à payer	730	730	—	—	—
Dette à long terme (incluant le capital et les intérêts)	6 503	570	294	607	5 032
Total	7 718	1 785	294	607	5 032

18. Rémunération fondée sur des actions

Jusqu'à la conclusion de la fusion, le régime incitatif à long terme de 2007 de Spectra Energy Corp (« RILT de 2007 »), en sa version modifiée et retraitée, prévoyait l'attribution d'options sur actions, d'attributions d'actions et d'unités restreintes et non restreintes, et d'autres attributions à base d'actions, aux employés et à d'autres personnes importantes qui fournissaient des services à Spectra Energy, y compris certains employés de Union Gas.

Les droits des attributions liées au rendement et des attributions fictives dans le cadre du RILT de 2007 étaient généralement acquis à 100 % le jour du troisième anniversaire de l'attribution. Les options attribuées dans le cadre du RILT de 2007 étaient émises à des prix d'exercice équivalant à la juste valeur de marché des actions ordinaires de Spectra Energy à la date d'attribution, avaient une durée de dix ans et leurs droits étaient acquis proportionnellement sur une période de trois ans.

Au moment de la conclusion de la fusion ou peu de temps après, la plupart des droits rattachés aux attributions liées au rendement en vertu du RILT de 2007 ont été acquis, à l'exception d'une partie des attributions liées au rendement qui ont été converties chacune en 0,984 action ordinaire d'Enbridge dont les droits seraient acquis au fil du temps à la fin de 2018, si l'emploi s'est poursuivi. De même, les attributions fictives ont été converties chacune en 0,984 action ordinaire d'Enbridge dont les droits seront acquis conformément au calendrier initial en vertu du régime RILT de 2007, si l'emploi s'est poursuivi. Le RILT de 2007 a pris fin après la fusion et les employés de Union Gas admissibles peuvent participer à un régime incitatif à long terme d'Enbridge par la suite. Aucune charge de rémunération n'a été comptabilisée relativement à un nouveau régime incitatif à long terme d'Enbridge en 2017.

Spectra Energy (et Enbridge après la fusion) a attribué à Union Gas la charge de rémunération fondée sur des actions avant impôt comprise dans le bénéfice d'exploitation en 2017 et en 2016 de la façon suivante. Les éléments sont décrits plus en détail ci-après.

Attributions liées au rendement

En vertu du RILT de 2007, Spectra Energy a octroyé des attributions liées au rendement à base d'actions. Les droits rattachés aux attributions liées au rendement étaient généralement acquis sur une période de trois ans au plus tôt, si les critères de rendement étaient atteints. Les attributions liées au rendement dont les droits n'avaient pas encore été acquis comportaient auparavant des conditions de marché en fonction du rendement total pour les détenteurs des actions ordinaires de Spectra Energy par rapport à un groupe témoin préétabli de sociétés semblables. Les attributions classées dans les capitaux propres, qui sont assujetties à des conditions de marché, étaient évaluées selon la méthode d'évaluation de Monte Carlo.

La charge de rémunération avant impôt comptabilisée par la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 au titre des attributions liées au rendement s'est chiffrée à 2 M\$ annuellement. La juste valeur totale des

attributions liées au rendement dont les droits ont été acquis s'est élevée à 6 M\$ US en 2017 et à 1 M\$ US en 2016.

Attributions d'actions fictives

En vertu du RILT de 2007, Spectra Energy a également octroyé des attributions fictives à base d'actions. Les droits rattachés aux attributions fictives étaient généralement acquis sur trois ans. Les attributions classées dans les passifs étaient réglées en trésorerie au moment de l'acquisition des droits. Les attributions classées dans les passifs étaient réévaluées à chaque période de présentation de l'information financière jusqu'au moment de la liquidation.

La charge de rémunération avant impôt comptabilisée par la Société pour les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2016 au titre des attributions fictives s'est établie à 2 M\$ annuellement. La juste valeur totale des attributions fictives dont les droits ont été acquis s'est élevée à 1 M\$ US en 2017 et à 1 M\$ US en 2016.

19. Garanties

La Société a diverses garanties financières qui sont accordées dans le cours normal des activités. Elle conclut ces ententes dans le but de faciliter les transactions commerciales avec des tiers en ajoutant pour ces derniers une plus-value à ces transactions. À divers degrés, ces accords de garantie mettent en jeu des éléments de risque d'inexécution et de risque de crédit qui ne figurent pas aux bilans. La possibilité que la Société doive s'acquitter de ses obligations en vertu de ces garanties repose essentiellement sur l'exploitation future des tiers ou l'occurrence de certains événements futurs. Le montant maximal des paiements futurs que la Société pourrait être tenue de verser en vertu de ces ententes peut aller d'un montant précis en dollars à un montant illimité en dollars, selon la nature de la réclamation et de la transaction en question. La Société est dans l'impossibilité de prévoir le total du montant des paiements futurs qu'elle serait tenue de verser en vertu de ces ententes, en raison de plusieurs facteurs, dont l'exposition illimitée à certaines garanties.

20. Variation du fonds de roulement

<i>(en millions de dollars)</i>	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Passifs relatifs à la conformité en matière de gaz à effet de serre	238	—
Débiteurs	(114)	(126)
Stocks	19	40
Créditeurs et charges à payer	75	35
Impôt à recouvrer	(9)	(5)
Cumul des autres éléments de perte globale	15	19
Autres	14	23
Total des variations du fonds de roulement	238	(14)

21. Engagements et éventualités

Engagements

Le tableau qui suit résume les engagements de la Société qui ne sont pas présentés ailleurs dans les états financiers, classés selon leur échéance.

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Par la suite
Contrats de location simple	33	7	6	7	6	7	—
Obligations d'achat ^{a)}	2 407	509	260	213	165	146	1 114
Total des engagements	2 440	516	266	220	171	153	1 114

a) Comprend les paiements relatifs à la capacité ferme qui assurent à la Société un accès ferme ininterrompu à des services de transport et de stockage de gaz naturel, les obligations contractuelles d'acheter certaines quantités de gaz naturel et les contrats relatifs aux logiciels ainsi qu'aux services-conseils. Ces montants comprennent également les obligations contractuelles concernant les coûts d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction pour les projets de gazoduc. En raison de l'incertitude entourant le calendrier, toutes les obligations concernant l'approvisionnement ont été incluses en 2018, car il est impossible pour la Société d'estimer de façon raisonnable les paiements exigibles par période.

Éventualités

Dans le cours normal des activités, la Société peut faire l'objet de réclamations et de poursuites sur le plan de l'environnement, entre autres, et elle peut être assujettie à d'autres éventualités. La Société constitue des provisions lorsqu'il est probable que des passifs soient engagés et que ceux-ci puissent être évalués de façon raisonnable.

En avril 2016, le ministère de l'Environnement et de l'Action en matière de changement climatique de l'Ontario (le « MEACCO ») a publié une ordonnance du directeur (l'« ordonnance ») citant la Société, de même que d'autres parties, comme propriétaire touché relativement à un site contaminé adjacent à une propriété de la Société à Hamilton. En mai 2016, la Société a interjeté appel de l'ordonnance, et en juin 2016, avec l'approbation du directeur du MEACCO, le Tribunal de l'environnement (le « Tribunal ») a suspendu l'application de certaines parties de l'ordonnance. Le Tribunal a prolongé la suspension de l'ordonnance à plusieurs reprises, ce qui a permis au propriétaire de la source de contamination (avec la collaboration des propriétaires des terrains adjacents) de préparer un plan d'action, lequel comprend des discussions avec le MEACCO et d'autres voisins (la ville d'Hamilton et Infrastructure Ontario). La Société continue de surveiller cette affaire et de collaborer avec le propriétaire de la source de contamination, le MEACCO et les autres propriétaires de terrains adjacents. Le risque de passif environnemental significatif est inconnu à l'heure actuelle.

À l'exception de l'éventualité dont il est question ci-dessus, dont l'incidence est inconnue, la Société n'a aucune raison de croire que l'issue de ces questions pourrait avoir une incidence importante sur ses états financiers.

Questions fiscales

La Société maintient des passifs d'impôt liés à des positions fiscales incertaines. Ces positions fiscales, bien qu'elles soient entièrement justifiables selon la Société, pourraient ne pas être maintenues intégralement si elles étaient remises en question par les autorités fiscales et soumises à un examen.

ADMINISTRATEURS	MEMBRES DE LA DIRECTION	RENSEIGNEMENTS SUR LA SOCIÉTÉ
Cynthia L. Hansen Stephen W. Baker David G. Unruh	Stephen W. Baker Président Cynthia L. Hansen Présidente du conseil et vice-présidente, Activités liées aux services publics et à l'énergie Allen C. Capps Contrôleur David G. Simpson Vice-président, Affaires réglementaires et publiques et terrains Tanya C. Mushynski Vice-présidente et chef du contentieux James G. Redford Vice-président, Développement des affaires – Stockage et transport Paul Rietdyk Vice-président, Ingénierie et activités de construction, de transport et de stockage Michael G.P. Shannon Vice-président, Activités de distribution Wendy H. Zelond Vice-présidente, Finances Sarah Van Der Pael Vice-présidente, Ventes sur les territoires visés par les concessions, Marketing et service à la clientèle Christopher G. Tuckwell Contrôleur adjoint Wanda M. Opheim Trésorière Maximilian G. Chan Trésorier adjoint Tyler W. Robinson Vice-président et Secrétaire générale David Taniguchi Secrétaire général adjoint Kelly L. Gray Secrétaire générale adjointe	Agent chargé de la tenue des registres et agent des transferts Société de fiducie AST Les actions privilégiées de Union Gas Limited sont inscrites à la Bourse de Toronto. Actions privilégiées de catégorie A, série A – 5½ % (UNG.PR.C) Actions privilégiées de catégorie A, série B – 6 % (UNG.PR.D) SIÈGE SOCIAL 50 Keil Drive North Chatham (Ontario) N7M 5M1