



Rapport de gestion

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2017 et 2016, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuels contenus dans notre rapport intégré annuel de 2016. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Nos états financiers consolidés résumés ont été préparés selon la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada, comme elle a été publiée par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 31 mars 2017. Les montants de tous les tableaux du présent rapport de gestion sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 5 mai 2017. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2017 et 2016. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures financières qui sont analysées dans le présent rapport de gestion ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis selon les IFRS ou encore comme une mesure plus significative de ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures pourraient ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres émetteurs et ne doivent pas être utilisées isolément ou en remplacement de mesures établies selon les IFRS. Le résultat avant intérêt, impôts et amortissement («BAIIA»), et le BAIIA aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles sont des mesures non conformes aux IFRS. Voir les rubriques «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» et «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs ou de l'information prospective (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. Les énoncés prospectifs sont présentés à des fins d'information générale seulement et non comme un conseil de placement spécifique. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos convictions ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «prévoir», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs relatifs aux aspects suivants : nos activités et notre rendement financier futur attendu; la mise en œuvre réussie de nos projets de croissance; le calendrier des travaux de construction et la mise en service de projets en cours, y compris des projets d'envergure tels que le projet de South Hedland; la conversion de centrales alimentées au charbon en centrales au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills, et leurs coûts connexes et sources de financement; la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance; les changements apportés à la capacité et aux émissions par suite de la conversion en centrales au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keepphills; les dépenses engagées dans la croissance et dans des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; les coûts de démantèlement prévus; la section intitulée «Perspectives financières pour 2017»; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie présentés futurs, y compris les reprises futures de profits ou pertes latents; les attentes à l'égard des cessions d'actifs et de la clôture des transactions de vente; les attentes relatives au résultat et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et aux activités contractuelles (y compris les estimations du BAIIA, des estimations des fonds provenant des activités d'exploitation, des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 2017 et des dépenses d'investissement de maintien); les attentes à l'égard des ratios financiers et des cibles financières et du calendrier associé à l'atteinte de ces cibles (y compris le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés, le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée et le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison); les plans et stratégies de la Société relativement au repositionnement de sa structure de capital et au renforcement de son bilan et les réductions de la dette prévue au cours de 2017 et au-delà; la réglementation et la législation gouvernementales prévues (y compris le Plan de leadership sur le climat du gouvernement de l'Alberta) et les règlements proposés visant l'abandon, au fil du temps, de l'utilisation de technologies auxquelles nos centrales alimentées au charbon existantes font appel et leur incidence prévue sur nous et le calendrier de leur mise en œuvre, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; les résultats attendus de l'entente d'élimination du charbon et du protocole d'entente signés dernièrement avec le gouvernement de l'Alberta ainsi que leur incidence sur nos activités et notre rendement financier; l'issue des discussions avec le gouvernement du Canada et le gouvernement de l'Alberta concernant les occasions potentielles d'investissement dans la production à partir d'énergies renouvelables et du gaz; notre avantage par rapport à nos concurrents; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; notre part du contrôle de l'offre dans la province d'Alberta après l'échéance des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») à la fin de 2020; l'incidence de la croissance de la charge, de la capacité accrue et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité de la capacité et de la production; les attentes quant au rôle que joueront les différentes sources d'énergie pour répondre aux besoins énergétiques futurs, y compris l'incidence de l'élimination prévue de la capacité excédentaire actuelle et de la croissance future en Alberta attribuable au retrait des centrales au charbon au cours des 15 prochaines années; le financement prévu de nos dépenses d'investissement, l'incidence financière prévue de la hausse des coûts au titre du carbone (y compris au titre du règlement sur les émetteurs de gaz spécifiques de l'Alberta; les attentes à l'égard des initiatives environnementales; nos stratégies commerciales et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs et le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; nos attentes relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes relatives au renouvellement des

conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers selon des modalités raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain, au dollar australien et à d'autres monnaies étrangères dans lesquelles nous exerçons nos activités; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes concernant l'incidence du ralentissement général dans le secteur pétrolier et gazier; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale et à une surveillance accrue par les investisseurs de notre performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; les économies prévues suivant la mise en œuvre de nos initiatives d'amélioration de l'efficacité et de la productivité; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); le refinancement des titres arrivant bientôt à échéance au cours de deux prochains exercices en empruntant des fonds garantis par les flux de trésorerie faisant l'objet de contrats de 700 millions de dollars à 900 millions de dollars; les attentes quant à la stratégie de désendettement, y compris l'utilisation d'une partie de nos flux de trésorerie disponibles au cours des quatre prochains exercices pour réduire la dette; les attentes concernant la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; les attentes quant à nos initiatives liées à nos collectivités; les incidences de nouvelles normes IFRS; et les modifications apportées aux nouvelles normes par les normalisateurs ou leur interprétation de ces normes avant leur première application.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité; notre capacité à conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons nos activités; les exigences de plus en plus strictes en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques d'exploitation liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées à ces centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en énergie solaire ou éolienne nécessaire pour exploiter nos installations; les catastrophes naturelles ou d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme et les cyberattaques et notre capacité à gérer ces attaques; les pannes de matériel et notre capacité à effectuer ou à faire effectuer les réparations de façon économique ou en temps opportun; la gestion du risque lié aux produits de base; les risques et la concurrence dans le secteur; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire et la capacité d'avoir accès à du financement à un coût raisonnable et selon des modalités raisonnables; notre capacité de financer nos projets de croissance; notre capacité de maintenir nos notes de crédit de première qualité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; notre capacité de recouvrer nos pertes au moyen de notre garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires, réglementaires et contractuelles impliquant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les retards ou les variations des coûts de construction et de mise hors service du projet hydroélectrique de South Hedland; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités et des initiatives de croissance existantes et proposées, y compris en ce qui a trait à la conversion des centrales au charbon en centrales au gaz.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du présent rapport de gestion et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2017 pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Les lecteurs sont priés d'examiner ces facteurs attentivement dans leur évaluation des énoncés prospectifs et sont avisés de ne pas se fier outre mesure à ceux-ci. Les énoncés prospectifs compris dans le présent rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

Faits saillants

Faits saillants financiers consolidés

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits des activités ordinaires	578	568
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	-	62
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	281	275
BAlIA aux fins de comparaison ¹	274	279
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	203	196
Flux de trésorerie disponibles ¹	98	86
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	-	0,22
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,70	0,68
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,34	0,30
Dividendes déclarés par action ordinaire	-	0,04
Aux	31 mars 2017	31 déc. 2016
Total de l'actif	11 049	10 996
Dette nette ²	3 649	3 893
Total des passifs non courants	5 130	5 116

Pour le premier trimestre de 2017, le BAlIA aux fins de comparaison s'est établi à 274 millions de dollars, en baisse de 5 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Comme nous l'avions prévu, la marge brute du secteur Charbon au Canada a été touchée par le roulement des couvertures, les couvertures de remplacement ayant été conclues à des prix inférieurs, et par la hausse des coûts d'extraction. Le secteur Commercialisation de l'énergie a été touché par des conditions climatiques inhabituelles dans les régions du nord-est et du nord-ouest du Pacifique, et a affiché des résultats inférieurs aux prévisions au cours du trimestre. La comptabilisation du règlement prévu du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario relativement aux centrales d'Ottawa et de Windsor totalisant 34 millions de dollars a contrebalancé en grande partie le manque à gagner des secteurs Commercialisation de l'énergie et Charbon du Canada.

Les fonds provenant des activités d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles ont été légèrement plus élevés par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, la baisse du BAlIA aux fins de comparaison ayant été neutralisée par une hausse des profits de change réalisés et des profits sans effet de trésorerie liés à la réévaluation à la valeur de marché en 2017.

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires présenté pour le trimestre considéré était de néant (néant par action) en regard d'un résultat net de 62 millions de dollars (résultat net de 0,22 \$ par action) pour la période correspondante de 2016 en raison de l'augmentation du résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta Renewables. La diminution de notre obligation en matière de remise en état à la mine de Centralia en raison d'un taux d'actualisation plus élevé a également eu une incidence positive sur le résultat net du premier trimestre de l'exercice précédent. Pour la période considérée de l'exercice en cours, la hausse de la dotation aux amortissements résulte du raccourcissement de la durée d'utilité de l'unité 3 de la centrale Keephills et de l'unité 3 de la centrale Genesee.

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements à des mesures établies selon les IFRS.

2) La dette nette comprend la tranche courante de la dette, les montants dus aux termes des facilités de crédit, la dette à long terme, le financement donnant droit à des avantages fiscaux, les obligations au titre des contrats de location-financement, déduction faite de la trésorerie, et la juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette. Se reporter au tableau de la rubrique Structure du capital et situation de trésorerie du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur la composition de la dette nette.

La diminution de 244 millions de dollars de la dette nette s'explique en grande partie par de solides flux de trésorerie disponibles, une diminution de notre fonds de roulement, la réception d'un montant de 61 millions de dollars tiré de la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain.

Résultats sectoriels du BAIIA aux fins de comparaison

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
BAIIA aux fins de comparaison		
Charbon au Canada	91	103
Charbon aux États-Unis	10	(4)
Gaz au Canada	88	65
Gaz en Australie	31	31
Énergie éolienne et énergie solaire	68	61
Hydroélectricité	14	18
Commercialisation de l'énergie	(4)	23
Siège social	(24)	(18)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	274	279

Événements importants

Au cours du trimestre, nous nous sommes attachés à accroître notre souplesse financière, à améliorer le rendement de l'exploitation et à cheminer vers la production d'énergie non polluante comme en témoigne ce qui suit :

- Nous avons conclu la vente déjà annoncée de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. Cette vente procure des liquidités à court terme, accroît notre souplesse financière et réduit notre exposition au risque commercial en Alberta.
- Nous avons poursuivi la construction du projet de la centrale de South Hedland. Nous prévoyons sa mise en service complète au milieu de 2017. Le projet devrait par la suite dégager environ 80 millions de dollars par année au titre du BAIIA aux fins de comparaison.
- Nous avons continué de travailler sur nos initiatives de financement au cours du trimestre. Nous visons à mobiliser des capitaux d'emprunt de l'ordre de 700 millions de dollars à 900 millions de dollars garantis par nos flux de trésorerie contractuels au cours des 12 à 15 prochains mois, afin de financer la construction de la centrale de South Hedland et de rembourser la dette garantie de premier rang venant à échéance en 2018.
- Nous avons annoncé notre intention d'accélérer notre transition vers la production à partir du gaz et de sources d'énergie renouvelable avec la mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance, de l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance, et de la conversion en centrales au gaz des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills entre 2021 et 2023. La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance ne devraient pas avoir une incidence importante sur les flux de trésorerie prévus pour 2018 et 2019.
- Nous avons fait avancer la négociation du règlement prévu du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Le règlement devrait comprendre le versement, par la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, d'un montant de 34 millions de dollars à TransAlta, dont une tranche de 11 millions de dollars a déjà été reçue. Nous avons comptabilisé la totalité du montant de 34 millions de dollars dans les résultats du premier trimestre de 2017. Les modalités définitives du règlement devraient être connues au cours du deuxième trimestre.

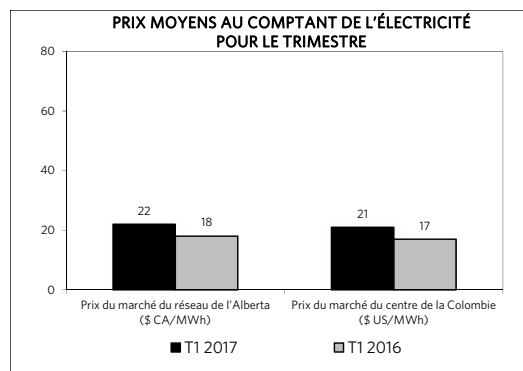
Disponibilité ajustée et production

La disponibilité ajustée pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 s'est établie à 88,5 % en regard de 92,3 % pour la période correspondante de 2016. La hausse du nombre d'interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon au Canada et aux États-Unis explique en grande partie cette diminution. La baisse de la disponibilité a eu très peu d'incidence sur nos résultats en raison du contexte de bas prix actuel en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 s'est élevée à 9 051 gigawattheures («GWh»), comparativement à 8 867 GWh pour la période correspondante de 2016, du fait surtout de la hausse de la production dans le secteur Charbon aux États-Unis en raison d'une répartition économique plus tardive en 2017 découlant de l'augmentation des prix, en partie contrebalancée par la cessation des activités de notre centrale de cogénération de Mississauga, à compter du 1^{er} janvier 2017, aux termes du nouveau contrat conclu avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité («SIERE») de l'Ontario. Nous recevons des paiements de capacité mensuels de la SIERE jusqu'au 31 décembre 2018.

Prix de l'électricité

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2016 tant sur les marchés de l'Alberta que sur ceux de la région du nord-ouest du Pacifique. Une hausse des droits environnementaux et des coûts liés à la conformité a gonflé les coûts de production marginaux des producteurs de l'Alberta, tandis que la hausse des prix du gaz naturel dans les marchés de la région du nord-ouest du Pacifique a entraîné une hausse des prix de l'électricité.



Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, calculés selon les IFRS ou comme une mesure plus significative que ceux-ci, aux fins de l'évaluation de notre performance financière ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Fonds provenant des activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles

Les fonds provenant des activités d'exploitation sont une mesure importante, car ils fournissent des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilitent l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure importante, car ils représentent le montant des flux de trésorerie provenant de nos activités, avant les variations du fonds de roulement, pouvant servir à investir dans des initiatives de croissance, effectuer les remboursements prévus sur la dette, rembourser la dette à l'échéance, verser des dividendes sur les actions ordinaires ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues afin de ne pas fausser les montants des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles en introduisant des variations que nous jugeons temporaires, notamment l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'immobilisations. Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des fonds provenant des activités d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	281	275
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(95)	(94)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	186	181
Ajustements		
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	14
Règlement de la provision liée à la reconduction du contrat de Mississauga	1	-
Autres éléments	1	1
Fonds provenant des activités d'exploitation	203	196
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(46)	(59)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	-
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(47)	(39)
Flux de trésorerie disponibles	98	86
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,70	0,68
Flux de trésorerie disponibles par action	0,34	0,30

BAIIA aux fins de comparaison

Le BAIIA est une mesure d'évaluation adoptée par un grand nombre d'entreprises et une mesure importante, pour la direction, qui correspond à la rentabilité de nos principales activités. Les intérêts, les impôts et l'amortissement ne font pas partie de cette mesure, puisque les écarts dans le traitement comptable pourraient fausser les résultats de nos principales activités. De plus, nous reclassons certaines transactions pour faciliter l'analyse du rendement de nos activités : i) certains de nos actifs canadiens et australiens sont entièrement visés par des contrats et sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement selon les IFRS. À notre avis, il convient mieux de comptabiliser le paiement reçu aux termes des contrats comme un paiement de capacité dans nos produits des activités ordinaires plutôt que comme produits tirés des contrats de location-financement et une diminution des créances au titre des contrats de location-financement. Nous amortissons ces actifs au cours de leur durée d'utilité, et ii) nous reclassons également l'amortissement de notre matériel minier inscrit au poste Combustible et achats d'électricité pour tenir compte des coûts au comptant réels de nos activités dans le calcul de notre BAIIA aux fins de comparaison.

Un rapprochement du résultat d'exploitation et du BAIIA et du BAIIA aux fins de comparaison se présente comme suit pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2017 et 2016 :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Résultats d'exploitation	62	107
Amortissement	143	122
BAIIA	205	229
<i>Reclassements aux fins de comparaison :</i>		
Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation des produits d'exploitation	16	16
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement utilisée comme une approximation des produits d'exploitation	15	14
Reclassement de l'amortissement du matériel minier du poste Combustible et achats d'électricité	17	15
<i>Ajustements des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison :</i>		
Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	-	5
Incidence liée à la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga ¹	21	-
BAIIA aux fins de comparaison	274	279

En décembre 2016, nous avons convenu de résilier l'entente existante avec la SIERE visant notre centrale de cogénération de Mississauga en Ontario et conclu un nouveau contrat d'acheminement de production autonome à compter du 1^{er} janvier 2017. Aux termes de ce nouveau contrat, nous recevrons des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison. En raison du contrat de production autonome, nous avons comptabilisé en 2016 un montant à recevoir de 207 millions de dollars (actualisé), un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars, déduction faite des coûts liés à l'arrêt des activités des unités, et un amortissement accéléré de 46 millions de dollars, conformément aux IFRS. En 2017 et 2018, aux fins de comparaison, nous comptabilisons les paiements reçus en guise de produits dans les résultats d'exploitation, et nous continuons d'amortir la centrale jusqu'au 31 décembre 2018.

1) Les incidences liées à la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga au premier trimestre de 2017 sont comme suit : Produits des activités ordinaires (27 millions de dollars); Couvertures liées au combustible et aux achats d'électricité dont la désignation a été annulée (4 millions de dollars); et Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (2 millions de dollars).

Analyse des résultats financiers consolidés

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Rapprochement des mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
BAlIA aux fins de comparaison	274	279
Provisions	1	1
Charge d'intérêts	(57)	(58)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(5)	(7)
Charge d'impôt exigible	(6)	(5)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(3)
Profit (perte) de change réalisé	3	(1)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(3)	(10)
Fonds provenant des activités d'exploitation	203	196
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(46)	(59)
Dépenses d'investissement liées à la productivité	(2)	-
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(12)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(47)	(39)
Flux de trésorerie disponibles	98	86
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	288
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,70	0,68
Flux de trésorerie disponibles par action	0,34	0,30

Pour le trimestre considéré, le BAlIA aux fins de comparaison s'est établi à 274 millions de dollars, en baisse de 5 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Malgré la légère amélioration des prix en Alberta par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, le roulement des couvertures assorties de prix plus élevés a nui au rendement de notre portefeuille de centrales alimentées au charbon au Canada. Comme prévu, nous faisons également face à une hausse des prix du charbon en Alberta en 2017 en raison d'une interruption de l'une de nos plus grosses pelles à benne traînante à la mine, ainsi qu'à un meilleur coefficient de recouvrement. Notre coefficient de recouvrement devrait s'améliorer alors que nous inaugurerons une nouvelle zone minière en 2018. Des précipitations plus abondantes dans la région du nord-ouest du Pacifique, conjuguées à un hiver plus chaud que prévu dans la région du nord-est, ont miné la capacité de notre secteur Commercialisation de l'énergie à dégager des marges brutes. Ces manques à gagner de nos secteurs Charbon du Canada et Commercialisation de l'énergie ont été surtout contrebalancés par le règlement prévu du litige visant la clause d'indexation du contrat avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario relativement aux contrats à long terme des centrales d'Ottawa et de Windsor.

Pour le premier trimestre, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 12 millions de dollars, par rapport au trimestre correspondant de 2016, en raison de la hausse des profits de change réalisés, de l'augmentation des profits latents liés à la réévaluation à la valeur de marché et d'une baisse des dépenses d'investissement de maintien, le tout contrebalancé par la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle dans des filiales en raison du règlement prévu du litige visant la clause d'indexation des contrats à long terme des centrales d'Ottawa et de Windsor, qui fait partie de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»).

Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon le BAIIA aux fins de comparaison. Les résultats d'exploitation et la marge brute sont également des mesures utiles puisqu'elles fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Disponibilité (%)	83,7	86,6
Production visée par des contrats (GWh)	4 971	4 919
Production marchande (GWh)	1 003	909
Total de la production (GWh)	5 974	5 828
Capacité installée brute (MW)	3 791	3 786
Produits des activités ordinaires	250	234
Combustible et achats d'électricité	122	83
Marge brute aux fins de comparaison	128	151
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	44	45
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3
Autres résultats d'exploitation nets	(10)	-
BAIIA aux fins de comparaison	91	103
Amortissement	87	76
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	4	27

Dépenses d'investissement de maintien :

Dépenses d'investissement courantes	5	2
Dépenses d'investissement liées aux mines	3	-
Contrats de location-financement	4	3
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	-
Entretien planifié d'envergure	17	37
Total des dépenses d'investissement de maintien	30	42

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, la production a augmenté de 146 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2016. Une diminution de la disponibilité découlant d'une hausse du nombre d'interruptions non planifiées et de réduction de la capacité nominale a été contrebalancée par une baisse des réductions rémunérées touchant nos actifs visés par des contrats et d'une diminution de la répartition économique de notre production non visée par des contrats du fait d'une légère hausse de prix.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 a diminué de 12 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2016. Les produits des activités ordinaires du trimestre considérés ont aussi été touchés favorablement par le transfert de la hausse des coûts de conformité lié à l'environnement aux acheteurs en vertu des CAÉ. Une baisse de prix de couverture sur notre production non visée par des contrats (7 millions de dollars) et des variations liées à la réévaluation à la valeur de marché de nos positions à l'égard des contrats financiers à long terme visant à couvrir économiquement la production future (5 millions de dollars) ont été en partie neutralisées par la hausse des produits des activités ordinaires. La baisse du volume de production prévue, la hausse du coefficient de recouvrement prévue à notre mine et l'augmentation prévue des coûts de conformité environnementale en 2017 ont eu une incidence sur les charges au titre du combustible et des achats d'électricité. La hausse des coûts de conformité environnementale a été en grande partie contrebalancée par les produits touchés en vertu des dispositions de transfert des coûts. Le BAIIA aux fins de comparaison comprend également la comptabilisation d'un montant de 10 millions de dollars à recevoir aux termes de l'entente d'élimination du charbon compris dans les autres résultats d'exploitation, montant net.

L'augmentation de la dotation aux amortissements s'explique en grande partie par le raccourcissement des durées d'utilité de l'unité 3 de la centrale de Keephills, de l'unité 3 de la centrale de Genesee et du matériel minier de la mine de Sunhills. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Pour le premier trimestre, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de 13 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une baisse des dépenses d'entretien planifié. En 2016, nous avons procédé à des interruptions d'activités à la carrière des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, de même qu'à une importante interruption à l'unité 4 de la centrale de Sundance. Au cours du premier trimestre de 2017, une seule interruption prévue a eu lieu à l'unité 6 de la centrale de Sundance.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Disponibilité (%)	54,7	100,0
Disponibilité ajustée (%) ¹	86,7	100,0
Volume des ventes contractuelles (GWh)	905	915
Volume des ventes marchandes (GWh)	959	402
Achats d'électricité (GWh)	(1 052)	(945)
Total de la production (GWh)	812	372
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	88	61
Combustible et achats d'électricité	64	52
Marge brute aux fins de comparaison	24	9
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	10	(4)
Amortissement	15	(3)
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	(5)	(1)

Dépenses d'investissement de maintien :

Dépenses d'investissement courantes	-	1
Contrats de location-financement	1	-
Dépenses d'investissement liées à la productivité	1	-
Entretien planifié d'envergure	5	3
Total	7	4

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2016, du fait de l'interruption fortuite de l'unité 1 en janvier. Les unités 1 et 2 ont commencé la répartition économique en février en raison de la diminution saisonnière des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. La diminution de la disponibilité a une incidence négligeable sur nos résultats, nos obligations contractuelles ayant été satisfaites en achetant de l'électricité à moindre prix sur le marché en raison de la baisse des prix.

La production a augmenté de 440 GWh au cours du premier trimestre de 2017 par rapport à celle de la période correspondante de 2016, en raison du calendrier de la répartition économique en 2017.

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 14 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2016. La marge brute a grimpé de 15 millions de dollars en raison de la hausse des prix sur les ventes visées par des contrats, d'une augmentation du volume des ventes marchandes, de l'incidence favorable de la réévaluation à la valeur de marché de nos positions sur certains contrats financiers à terme de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture et d'une baisse des imputations pour dépréciation d'actifs liés au charbon. Le recul de la valeur du dollar canadien a aussi contribué à la hausse du BAIIA aux fins de comparaison au cours du premier trimestre de 2017.

La dotation aux amortissements pour le premier trimestre de 2017 a augmenté de 18 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2016, en raison d'un ajustement en 2016 sur notre obligation à l'égard de dépenses futures découlant de l'augmentation des taux d'actualisation appliqués à notre obligation liée au démantèlement de la mine de Centralia. Puisque la mine fait l'objet d'une remise en état, l'ajustement est porté directement en résultat. Cet ajustement a été repris au deuxième trimestre de 2016.

Les dépenses d'investissement de maintien pour le premier trimestre de 2017 ont augmenté de 2 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2016, l'interruption fortuite de l'unité 1 ayant nécessité davantage de travaux.

Gaz au Canada

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Disponibilité (%)	100,0	99,4
Production visée par des contrats (GWh)	393	743
Production marchande (GWh)	44	-
Total de la production (GWh)	437	743
Capacité installée brute (MW) ¹	953	1 057
Produits des activités ordinaires	146	122
Combustible et achats d'électricité	43	42
Marge brute aux fins de comparaison	103	80
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	88	65
Amortissement	29	28
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	59	37
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien planifié d'envergure	3	2
Total	3	2

La production pour le premier trimestre de 2017 a diminué de 306 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2016, par suite de la reconduction du contrat à l'égard des centrales de Windsor et de Mississauga. La centrale de Windsor est exploitée aux termes d'un nouveau contrat de capacité entré en vigueur le 1^{er} décembre 2016, et les activités de la centrale de Mississauga ont cessé temporairement à compter du 1^{er} janvier 2017, du fait que nous n'avons aucune obligation de livraison en vertu du nouveau contrat de production autonome.

1) Comprend la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement et la quote-part de la centrale de Poplar Creek que nous détenons et exclut la centrale de cogénération de Mississauga, dont les activités ont cessé temporairement en raison de la reconduction du contrat au quatrième trimestre de 2016.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le premier trimestre de 2017 a augmenté de 23 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016, en raison surtout du règlement prévu du litige visant la clause d'indexation des contrats à long terme des centrales d'Ottawa et de Windsor, en partie contrebalancé par une baisse du profit de change réalisé et une hausse des pertes liées à la réévaluation à la valeur de marché ainsi que d'une diminution des produits des activités ordinaires de notre centrale de Windsor aux termes du nouveau contrat. Les centrales de Mississauga, d'Ottawa et de Windsor sont détenues par l'entremise d'une participation de 51 % dans TA Cogen.

Gaz en Australie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Disponibilité (%)	89,9	90,1
Production assujettie à des contrats (GWh)	398	372
Capacité installée brute (MW) ¹	425	348
Produits des activités ordinaires	40	42
Combustible et achats d'électricité	2	5
Marge brute aux fins de comparaison	38	37
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	7	6
BAIIA aux fins de comparaison	31	31
Amortissement	8	5
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	23	26
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	-	1
Entretien planifié d'envergure	1	-
Total	1	1

La production pour le premier trimestre de 2017 s'est accrue de 26 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2016, principalement par suite d'une hausse de la charge requise pour servir les clients. Vu la nature de nos contrats, l'incidence financière de cette hausse sur nos résultats a été modeste, nos contrats prévoyant des paiements de capacité et le transfert des coûts au titre du combustible.

La dotation aux amortissements pour le premier trimestre de 2017 a augmenté de 3 millions de dollars comparativement à celle de la période correspondante de 2016, en raison surtout de la mise en service des turbines à gaz du projet de South Hedland à la fin de décembre 2016. Les deux autres turbines à gaz et à vapeur seront mises en service au milieu de 2017.

1) Comprend la capacité de production de la centrale de Solomon, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement.

Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Disponibilité (%)	96,4	96,8
Production des contrats (GWh)	742	711
Production marchande (GWh)	313	420
Total de la production (GWh)	1 055	1 131
Capacité installée brute (MW)	1 363	1 424
Produits des activités ordinaires	87	84
Combustible et achats d'électricité	5	9
Marge brute aux fins de comparaison	82	75
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	12
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	2
BAIIA aux fins de comparaison	68	61
Amortissement	27	30
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	41	31
Dépenses d'investissement de maintien :		
Entretien planifié d'envergure	3	2
Total des dépenses d'investissement de maintien	3	2

La production pour le premier trimestre de 2017 a diminué de 76 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2016, en raison surtout d'une baisse des ressources d'énergie éolienne qui a nui à la production à l'échelle de l'ouest du Canada et de la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills le 1^{er} mars 2017. Le tout a été contrebalancé par une hausse des ressources d'énergie éolienne dans l'est du Canada et aux États-Unis.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le premier trimestre de 2017 s'est accru de 7 millions de dollars comparativement à celui de la période correspondante de 2016, attribuable en grande partie à la vente des crédits au titre de l'énergie solaire renouvelable produite par nos actifs d'énergie solaire aux États-Unis. Au premier trimestre de 2016, les crédits au titre de l'énergie solaire renouvelable que nous avons vendus avaient été acquis à la juste valeur dans le cadre de l'acquisition au quatrième trimestre de 2015 et avaient été comptabilisés au titre des stocks en 2015. Pour le premier trimestre de 2017, la vente des crédits au titre de l'énergie solaire renouvelable a été générée en interne sans imputation au coût des stocks. Une légère amélioration des prix en Alberta à l'égard de nos contrats de production non visés par des contrats et la clause d'indexation de nos contrats dans l'est du Canada ont également contribué aux résultats.

La dotation aux amortissements a diminué de 3 millions de dollars au premier trimestre de 2017 par rapport à celle de la période correspondante de 2016, du fait de la cession de notre participation dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, qui a fermé le 1^{er} mars 2017.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Production visée par des contrats (GWh)	367	417
Production marchande (GWh)	8	4
Total de la production (GWh)	375	421
Capacité installée brute (MW)	926	926
Produits des activités ordinaires	24	28
Combustible et achats d'électricité	1	2
Marge brute aux fins de comparaison	23	26
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	7
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	14	18
Amortissement	8	7
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	6	11
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes, à l'exclusion de la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	1	-
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	-	3
Entretien planifié d'envergure	1	2
Total	2	5

La production pour le premier trimestre de 2017 a diminué de 46 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2016, par suite d'une baisse des ressources hydrauliques. La baisse de production a eu une incidence négative sur nos résultats.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le premier trimestre de 2017 a diminué de 4 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016. Les résultats du premier trimestre de 2016 englobaient un ajustement de comptage de l'exercice précédent lié à l'une de nos centrales hydroélectriques.

Les dépenses d'investissement de maintien pour le premier trimestre de 2017 ont diminué de 3 millions de dollars comparativement à celles de la période correspondante de l'exercice 2016, en raison de la prolongation de la durée des projets à Bighorn et à Brazeau l'an dernier.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	1	32
Charge au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	5	9
BAIIA aux fins de comparaison	(4)	23
Amortissement	-	1
Résultat d'exploitation aux fins de comparaison	(4)	22

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 26 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2016, en raison des températures plus chaudes enregistrées au cours de l'hiver dans le nord-est, des fortes précipitations qu'a reçues la région du nord-ouest du Pacifique et d'une diminution du volume d'activités au cours du trimestre découlant d'une prise de risque plus prudente par les négociateurs dans un contexte d'incertitude et par suite de nos activités de gestion du risque client.

Siège social

Pour le premier trimestre de 2017, les coûts indirects du secteur Siège social se sont établis à 24 millions de dollars, en hausse de 6 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2016, en raison surtout du reclassement d'incitatifs de 2016 entre les secteurs d'activités et le secteur Siège social.

Principaux ratios financiers

Les méthodes et les ratios utilisés par les agences de notation pour évaluer notre note de solvabilité ne sont pas publiés. Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour nous aider à évaluer la solidité de notre situation financière. Ces mesures et ces ratios ne sont pas définis selon les IFRS et pourraient ne pas être comparables à ceux utilisés par d'autres entités ou par des agences de notation. Nous nous attachons à renforcer notre situation financière afin de bénéficier d'une meilleure souplesse à cet égard et visons à atteindre l'ensemble de nos fourchettes cibles d'ici 2018.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés

Aux	31 mars 2017 ¹	31 déc. 2016
Fonds provenant des activités d'exploitation	770	763
Ajouter : intérêts sur la dette déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif	222	223
Fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts	992	986
Intérêt sur la dette	238	239
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	20	21
Intérêts ajustés	258	260
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	3,8	3,8

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Le ratio se compare à celui de la période correspondante de 2016. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible lorsque le projet de South Hedland sera mis en service au milieu de 2017.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)

Aux	31 mars 2017	31 déc. 2016
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	770	763
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées ¹	(20)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹	750	742
Dette à long terme à la fin de la période ²	4 304	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(504)	(305)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ³	(151)	(163)
Dette nette ajustée	4 120	4 364
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée (%)	18,2	17,0

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation sur la dette nette ajustée s'est amélioré pour s'établir à 18,2 %, en raison principalement de la réduction de la dette nette au cours du premier trimestre. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible de 20 % à 25 % lorsque le projet de South Hedland sera mis en service au milieu de 2017.

1) Douze derniers mois. Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison en 2017 est de 765 millions de dollars à 855 millions de dollars.

2) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

3) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 mars 2017 et au 31 décembre 2016. Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique «Instruments financiers» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ¹

Aux	31 mars 2017	31 déc. 2016
Dette à long terme à la fin de la période ¹	4 304	4 361
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(504)	(305)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ²	(151)	(163)
Dette nette ajustée	4 120	4 364
BAIIA aux fins de comparaison	1 140	1 145
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	3,6	3,8

Au cours du premier trimestre de 2017, le ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré par rapport à celui de la période correspondante de 2016, attribuable surtout à la réduction importante de notre dette nette au cours du trimestre. Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de 3,0 à 3,5 fois. Nous nous attendons à ce que ce ratio tende vers notre fourchette cible en raison de l'augmentation prévue du BAIIA aux fins de comparaison du projet de South Hedland d'environ 80 millions de dollars par année, une fois que celui-ci sera mis en service au milieu de 2017.

Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture

Transition vers la production d'énergie non polluante en Alberta

Le 19 avril 2017, nous annonçons notre intention d'accélérer la transition vers le gaz et les énergies renouvelables. Pour y parvenir, les mesures suivantes seront prises :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018.
- L'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018, et ce, pour une période de deux ans.
- La conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en centrales au gaz entre 2021 et 2023, prolongeant du coup la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030.

La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance et l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance témoignent de la viabilité économique limitée des unités à l'expiration de leur CAÉ en raison de l'actuel marché de l'énergie en Alberta caractérisée par une offre excédentaire et un contexte de bas prix et ne devraient pas avoir d'incidence importante sur nos flux de trésorerie prévus pour 2018 et 2019.

Les avantages liés à la conversion des unités alimentées au charbon en unités alimentées au gaz comprennent :

- la réduction importante de l'intensité et des émissions de carbone ainsi que des coûts liés au carbone;
- la diminution importante des coûts d'exploitation et des dépenses d'investissement de maintien;
- l'amélioration de la souplesse d'exploitation;
- la prolongation de 5 ans à 10 ans de la durée de vie économique de chaque unité convertie.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, nous avons l'intention de déposer une demande auprès du ministre fédéral de l'environnement afin de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021.

1) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement donnant droit à des avantages fiscaux.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés au 31 mars 2017 et au 31 décembre 2016. Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilisation de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique «Instruments financiers» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Nous jouirons ainsi de la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble des centrales de Sundance qui fournissent la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec Balancing Pool vient à échéance le 31 décembre 2017.

Conversion du charbon au gaz

À notre avis, la capacité des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de Keephills ne changera pas par suite de la conversion, ce qui se traduira par une réduction d'environ 40 % des émissions de carbone tout en maintenant une capacité d'environ 2 400 MW pour le réseau électrique de l'Alberta.

Nous nous sommes engagés à investir environ 300 millions de dollars pour réaliser l'ensemble de notre programme de conversion du charbon au gaz, principalement entre 2021 et 2023. Nous prévoyons financer la conversion des centrales au moyen des flux de trésorerie alors disponibles. Ces unités devraient fournir une capacité à faible coût et être concurrentielles dans le cadre des futures enchères de capacité; la première enchère devrait se tenir en 2019 pour 2021 et des règlements fédéraux et provinciaux visant à favoriser la conversion de ces unités du charbon au gaz devraient être adoptés. Nous continuons de collaborer avec le gouvernement dans l'élaboration du cadre réglementaire nécessaire.

Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, nous avons annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente d'élimination du charbon en Alberta, nous recevrons des paiements de transition annuels au comptant d'environ 39,9 millions de dollars (37,4 millions de dollars, montant net) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. Nous comptabilisons uniformément les paiements aux termes de l'entente d'élimination du charbon tout au long de l'exercice. Par conséquent, au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, environ 10 millions de dollars ont été comptabilisés dans les autres résultats d'exploitation, montant net dans les comptes de résultat consolidés résumés. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées peuvent en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon.

Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, nous avons annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré avec la SIERE pour la centrale de cogénération de Mississauga. Le contrat de production autonome est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, dans le cadre de sa conclusion, nous avons convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale de cogénération de Mississauga conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018. Le contrat de production autonome procure des paiements mensuels stables jusqu'au 31 décembre 2018 qui s'élèveront à environ 209 millions de dollars.

Se reporter au rapport de gestion annuel de 2016 pour de plus amples renseignements à l'égard du contrat d'acheminement de production autonome de Mississauga.

Vente de Wintering Hills

Le 1^{er} mars 2017, nous avons conclu la vente déjà annoncée de notre participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. Le produit tiré de la vente servira aux fins générales de la Société, notamment à réduire notre dette et à financer la croissance future des énergies renouvelables.

Changements apportés aux notes de crédit

La Société maintient des notes de crédit de première qualité auprès de trois agences de notation.

Le 15 mars 2017, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit de nos titres de créance non garantis et notre note à titre d'émetteur de BBB- et a changé la perspective pour la faire passer de négative à stable.

Le 3 avril 2017, DBRS Limited a modifié la note de crédit de nos titres de créance non garantis et de nos billets à moyen terme, la faisant passer de BBB à BBB (faible), celle de nos actions privilégiées, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et notre note à titre d'émetteur, de BBB à BBB (faible).

Le 11 avril 2017, Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit de nos titres de créance non garantis et notre note à titre d'émetteur de BBB-, mais a changé la perspective pour la faire passer de stable à négative.

Progrès de la législation environnementale

Se reporter à la rubrique «Réglementation régionale et conformité» de notre rapport de gestion annuel de 2016 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

Alberta

En mars 2016, l'Alberta a entamé son processus d'approvisionnement en énergie renouvelable conçu pour permettre à l'Alberta Electric System Operator («AESO») de fournir un premier lot de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devant être mis en service d'ici 2019. Le 14 septembre 2016, le gouvernement de l'Alberta a confirmé à nouveau son engagement d'atteindre une production de 30 % à partir d'énergies renouvelables au titre de l'électricité en Alberta d'ici 2030. Le 31 mars 2017, l'AESO a lancé son processus d'approvisionnement dans le cadre duquel les soumissionnaires compétents devaient faire connaître leur intérêt. Le soumissionnaire retenu sera annoncé en décembre 2019.

Ontario

Le 25 février 2016, l'Ontario a publié des projets de règlement pour son système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES qui ont été menés à terme le 19 mai 2016. Les règlements sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et s'appliqueront à tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité. La majorité de nos centrales alimentées au gaz en Ontario ne sera pas touchée de façon significative en vertu de dispositions au chapitre des modifications de lois comprises dans les CAÉ en vigueur.

Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprend les composantes qui suivent :

	31 mars 2017		31 déc. 2016	
	\$	%	\$	%
Dette avec recours - débetures en dollars canadiens	1 045	13	1 045	12
Dette avec recours - billets de premier rang en dollars américains	2 116	26	2 151	25
Financement donnant droit à des avantages fiscaux aux États-Unis	37	-	39	1
Divers	15	-	15	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(504)	(6)	(305)	(4)
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture économique sur la dette ¹	(151)	(2)	(163)	(2)
Dette avec recours, montant net	2 558	31	2 782	32
Dette sans recours	1 023	12	1 038	12
Obligations au titre des contrats de location-financement	68	1	73	1
Total de la dette nette	3 649	44	3 893	45
Participations ne donnant pas le contrôle	1 142	14	1 152	14
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 094	37	3 094	36
Actions privilégiées	942	11	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(499)	(6)	(525)	(6)
Total du capital	8 328	100	8 556	100

Le 18 janvier 2017, nous avons déposé un prospectus préalable de base qui permet l'émission, de temps à autre, d'actions ordinaires, d'actions privilégiées de premier rang, de bons de souscription et de titres de créance d'un capital global d'au plus 2,0 milliards de dollars (ou son équivalent en d'autres devises). Les modalités particulières de tout placement de titres seront établies à la date d'émission.

Nous avons continué de solidifier notre situation financière au cours du premier trimestre de 2017 et nous avons réduit de 244 millions de dollars le total de notre dette nette, grâce à la hausse des flux de trésorerie disponibles dégagés au cours du premier trimestre et à la baisse du fonds de roulement.

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilité de couverture à l'égard de certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

L'affaiblissement du dollar américain a réduit de 35 millions de dollars nos soldes de dette à long terme depuis le 31 décembre 2016. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est visée par des couvertures¹ sous forme de contrats financiers ou d'investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Au cours de la période, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

Aux	31 mars 2017	31 déc. 2016
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux États-Unis (couverture de l'investissement net) et créances au titre de contrats de location-financement	(18)	(35)
Couvertures économiques de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(16)	(29)
Couvertures économiques et autres	(1)	(3)
Total	(35)	(67)

Au cours de la période et jusqu'au 31 décembre 2020, des titres d'emprunt avec recours et sans recours totalisant environ 2,5 milliards de dollars arriveront à échéance. Nous visons à mobiliser des capitaux d'emprunt de l'ordre de 700 millions de dollars à 900 millions de dollars garantis par nos flux de trésorerie contractuels au cours des 12 à 15 prochains mois pour refinancer une partie de ces titres arrivant prochainement à échéance. Nous prévoyons également poursuivre notre stratégie de désendettement, alors qu'une grande partie de nos flux de trésorerie disponibles au cours des quatre prochains exercices sera affectée au remboursement de la dette.

Nos facilités de crédit sont pour nous une source de liquidité considérable. Au 31 mars 2017, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016), dont un montant de 1,4 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) était disponible. Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au 31 mars 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), ce qui correspondait à des emprunts réels de néant (néant au 31 décembre 2016) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2020, une facilité de crédit bilatérale de 200 millions de dollars américains venant à échéance en 2018 et trois facilités de crédit bilatérales totalisant 240 millions de dollars venant à échéance en 2020.

Une autre dette sans recours de 830 millions de dollars (845 millions de dollars au 31 décembre 2016) est assujettie à des restrictions financières habituelles qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités de certaines installations. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces restrictions comprennent la capacité d'atteindre un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution. Ce test n'a pas été réussi par l'une de nos filiales, New Richmond Wind L.P. au premier trimestre de 2017, essentiellement en raison de l'annualisation de ses résultats aux fins du test. Les fonds de cette entité y resteront jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au deuxième trimestre de 2017. Au 31 mars 2017, un montant de 44 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Dans le cadre de nos initiatives de réduction des frais associés aux lettres de crédit, nous avons choisi de les financer au moyen de la trésorerie. Par conséquent, au 31 mars 2017, un montant en trésorerie de 16 millions de dollars avait été déposé à l'égard de certaines réserves, lequel montant ne pouvait servir à d'autres fins.

1) Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons cessé d'appliquer la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de dette libellée en dollars américains. Les dérivés de change demeurent en place comme couverture économique. Se reporter à la rubrique « Instruments financiers » du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Capital social

Le tableau ci-dessous présente les actions ordinaires et privilégiées émises et en circulation :

Aux	4 mai 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016
	Nombre d'actions (en millions)		
Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période	287,9	287,9	287,9
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	10,2
Série B	1,8	1,8	1,8
Série C	11,0	11,0	11,0
Série E	9,0	9,0	9,0
Série G	6,6	6,6	6,6
Actions privilégiées émises et en circulation, à la fin de la période	38,6	38,6	38,6

Participations ne donnant pas le contrôle

Au 31 mars 2017, nous détenons une participation de 64,0 % (64,0 % au 31 décembre 2016) dans TransAlta Renewables. Les flux de trésorerie stables et prévisibles générés par les actifs de TransAlta Renewables ont donné lieu à des évaluations favorables de la part des investisseurs, permettant ainsi à TransAlta de mobiliser des capitaux. Nous demeurons déterminés à maintenir notre participation d'actionnaire majoritaire et d'agir comme promoteur pour TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.

Nous détenons également 50,01 % de TransAlta Cogen, qui détient et exploite quatre centrales alimentées au gaz naturel, ou qui possède une participation dans ces centrales, de même qu'une participation de 50 % dans une centrale alimentée au charbon.

Rendements aux fournisseurs de capitaux

Charge d'intérêts nette¹

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont présentées ci-dessous :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Intérêt sur la dette	56	57
Produits d'intérêts	(1)	(1)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	(3)
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	1
Divers ¹	4	4
Désactualisation des provisions	5	6
Charge d'intérêts nette	62	64

La charge d'intérêts nette a diminué au cours du premier trimestre de 2017 comparativement à celle de la période correspondante de 2016. La hausse des taux d'intérêt sur la dette à long terme a été neutralisée par l'incidence favorable de la variation des taux de change.

Dividendes aux actionnaires

Le 19 décembre 2016, le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel par action sur les actions ordinaires et les actions privilégiées à verser aux actionnaires pour la période du premier trimestre de 2017. Des dividendes sur actions ordinaires et sur actions privilégiées de respectivement 12 millions de dollars et 10 millions de dollars ont été versés au cours du trimestre.

1) L'exercice 2016 comprend les intérêts courus découlant de l'arbitrage de l'interruption à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Le 19 avril 2017, nous avons déclaré un dividende de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2017. Nous avons également déclaré un dividende trimestriel de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,15645 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,2875 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,3125 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G, tous payables le 30 juin 2017.

Participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle présenté pour le premier trimestre de 2017 est passé à 28 millions de dollars comparativement à une perte nette de 3 millions de dollars au premier trimestre de 2016. Cette hausse s'explique surtout par l'augmentation du résultat de TransAlta Renewables découlant d'une réduction favorable des pertes de change latentes à l'égard de quelques participations financières dans les actifs australiens.

Autre analyse consolidée

Situation financière

Le tableau qui suit présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2016 au 31 mars 2017 :

Actif	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	199	Produit tiré de la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, solides flux de trésorerie disponibles, et calendrier des encaissements et décaissements
Créances clients et autres débiteurs	(46)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Charges payées d'avance	25	Calendrier des paiements d'assurance, des dépôts et d'autres remboursements anticipés
Actifs détenus en vue de la vente	(61)	Conclusion de la vente de l'installation éolienne marchande de Wintering Hills
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	24	Fluctuations favorables des prix du marché, en partie contrebalancées par des règlements de contrats et des variations défavorables des taux de change
Autres actifs	(30)	Transfert d'une tranche des montants à recevoir au titre de la reconduction du contrat de la centrale de Mississauga dans les actifs courants
Autres éléments	(58)	
Total de l'augmentation des actifs	53	

Passif et capitaux propres	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Dettes fournisseurs et charges à payer	44	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(21)	Calendrier des dividendes déclarés sur les actions ordinaires
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(57)	Incidence favorable des variations des taux de change (35 millions de dollars) et remboursements (14 millions de dollars)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	63	Incidence de la baisse du taux d'actualisation en raison du raccourcissement de la durée d'utilité de certains actifs de charbon en Alberta
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	21	Nouveaux contrats conclus au cours de la période et variations défavorables des taux de change
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	26	Profits sur les couvertures des flux de trésorerie (15 millions de dollars), profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (7 millions de dollars), en partie contrebalancés par une perte nette (10 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	(10)	Distributions versées, en partie contrebalancées par les résultats
Autres éléments	(13)	
Total l'augmentation des passifs et des capitaux propres	53	

Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 comparativement à la période correspondante de 2016 :

Trois mois clos les 31 mars	2017	2016	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	305	54	251	
Flux de trésorerie liés aux :				
Activités d'exploitation	281	275	6	Augmentation du résultat en trésorerie
Activités d'investissement	5	(67)	72	Augmentation du produit tiré de la cession d'installations (61 millions de dollars), acquisitions moins élevées d'immobilisations corporelles, y compris des actifs en construction (25 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des variations défavorables du fonds de roulement liées aux activités d'investissement (9 millions de dollars)
Activités de financement	(88)	(230)	142	Diminution des remboursements au titre des facilités de crédit (315 millions de dollars) et baisse des versements de dividendes sur actions ordinaires (22 millions de dollars), en partie contrebalancées par la baisse du produit tiré de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (162 millions de dollars) et la baisse des émissions de dette à long terme (17 millions de dollars)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	1	(2)	3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie fin de la période	504	30	474	

Entités structurées non consolidées ou arrangements

Il est nécessaire de présenter toutes les entités structurées non consolidées ou tous les arrangements comme des transactions, des contrats ou des arrangements contractuels avec des entités non consolidées, des entités financières structurées, des entités ad hoc ou des entités à détenteurs de droits variables, qui sont raisonnablement susceptibles d'influer de manière importante sur la liquidité ou la disponibilité des sources de financement ou sur les exigences s'y rapportant. Nous n'avons à l'heure actuelle aucune entité structurée non consolidée ni aucun arrangement de ce genre.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de gestion du risque lié aux produits de base, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2017, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 556 millions de dollars (566 millions de dollars au 31 décembre 2016) et des garanties au comptant de 86 millions de dollars (77 millions de dollars au 31 décembre 2016). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

Engagements

Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons prolongé et modifié notre entente existante avec Alstom visant d'importants travaux d'entretien de nos installations alimentées au charbon au Canada. L'entente vise des projets d'entretien d'envergure de 2017 à 2020 à la centrale de Keephills et à certaines unités de la centrale de Sundance. Alstom aura la responsabilité de fournir ses services selon le budget et l'échéancier prévus, en offrant des garanties d'exécution.

Éventualités

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les taux de pertes en ligne. L'AUC a donc demandé à l'AESO, entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. La Société pourrait engager des coûts de transports additionnels en raison de la procédure. Pour le moment, l'issue de la procédure demeure incertaine et le risque possible auquel est confronté TransAlta, le cas échéant, ne peut être calculé avec certitude tant que les calculs rétroactifs selon une méthode approuvée par l'AUC ne seront pas disponibles et tant que l'AUC n'aura pas déterminé la méthode à utiliser pour effectuer les calculs rétroactifs. L'AESO prévoit être en mesure de commencer à rendre disponibles des calculs rétroactifs effectués selon une méthode approuvée par l'AUC pour chaque année à compter du deuxième trimestre de 2017.

Par conséquent, aucune provision n'a été comptabilisée pour le moment. En outre, certains CAÉ visant les centrales de TransAlta prévoient le transfert de ce genre de coûts de transport aux acheteurs de TransAlta.

Instrument financiers

Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel de 2016 et à la note 8 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 31 mars 2017 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» de notre rapport annuel intégré de 2016 et à la note 9 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2016.

Au cours du premier trimestre de 2017, nous avons mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères et certaines couvertures de juste valeur sur des dettes respectivement de 690 millions de dollars américains et de 50 millions de dollars américains. Au 31 mars 2017, des profits cumulés sur des couvertures de flux de trésorerie d'environ 3 millions de dollars continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à mesure que les transactions prévues (les paiements d'intérêts) auront lieu. Au 31 mars 2017, des pertes cumulées d'environ 2 millions de dollars liés à la couverture de juste valeur, comptabilisées comme partie intégrante de la valeur comptable de la dette couverte, seront amorties en résultat net sur la durée restante de la dette. Les variations de ces actifs et passifs de gestion du risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

Nous pouvons conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standards pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III selon les IFRS. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et les justes valeurs sont donc établies à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des hypothèses ou des données d'entrée établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes des états financiers.

Au 31 mars 2017, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 784 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 758 millions de dollars au 31 décembre 2016). L'augmentation au cours de la période découle des variations de la valeur dans le cadre d'un contrat de vente d'électricité à long terme désigné comme couverture de flux de trésorerie globale, à l'égard de laquelle les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

Perspectives financières pour 2017

Le tableau suivant présente nos prévisions quant aux objectifs financiers clés pour 2017 :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	De 1 025 millions de dollars à 1 135 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	De 765 millions de dollars à 855 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	De 300 millions de dollars à 365 millions de dollars
Disponibilité du parc de centrales au charbon	De 86 % à 88 %
Dividende	0,16 \$ par action ordinaire par année, distribution de 13 % à 15 % des flux de trésorerie disponibles

Prix

Pour le reste de 2017, les prix de l'électricité en Alberta devraient être légèrement meilleurs qu'en 2016 en raison de la hausse des prix du gaz naturel et des coûts différentiels liés au carbone qui augmentent le coût de production variable d'un exercice à l'autre. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-est du Pacifique, les prix d'électricité seront plus bas au deuxième trimestre en raison de conditions hydrauliques favorables; cependant, les prix devraient être comparables à ceux de la période correspondante de 2016 pour les troisième et quatrième trimestres.

Profil contractuel

En raison des CAÉ de l'Alberta et des contrats à long terme, environ 80 % de notre capacité est visée par des contrats pour les deux prochains exercices. En raison de l'annonce de la clôture de l'unité 1 de la centrale de Sundance et de l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance, ce niveau de capacité visée par des contrats sera relativement stable jusqu'à la fin de 2020 lorsque les CAÉ de notre portefeuille de centrales de charbon viendront à échéance. Plus de la moitié de notre production non visée par des contrats est vendue à terme 12 à 18 mois à l'avance au moyen de contrats prévoyant la livraison ou de contrats financiers à court terme, de sorte que, dans l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'année civile qui vient. À la fin du premier trimestre de 2017, environ 86 % de notre capacité de 2017 était visée par des contrats. Pour 2017, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établissait à environ 45 \$ le MWh en Alberta et à environ 45 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Disponibilité

La disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon devrait se situer à la limite inférieure de la fourchette de 86 % à 88 % en 2017. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) dépasse généralement 95 %.

Coûts du combustible

Comme nous l'avons déjà mentionné, le coût lié à l'extraction du charbon de notre mine en Alberta devrait augmenter en raison de l'interruption de l'une de nos plus grosses pelles à benne traînante et d'un coefficient de recouvrement plus élevé en 2017. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon pour nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2017, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être d'environ 12 % plus élevés que les coûts unitaires de 2016. Les résultats sont conformes à nos attentes pour le premier trimestre. L'aménagement de la carrière 9 en 2018 devrait améliorer le coefficient de recouvrement.

Dans la région du nord-ouest du Pacifique, notre mine du secteur Charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible dans le secteur Charbon aux États-Unis a été acheté principalement auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible diminuera légèrement en 2017, du fait surtout des frais moins élevés du transport découlant de la baisse prévue des prix du gaz naturel.

La majeure partie de notre production à partir du gaz est vendue dans le cadre de contrats prévoyant des dispositions de transfert au titre du combustible. Pour la production à partir du gaz à l'égard de laquelle aucune disposition de transfert n'est

prévue, nous achetons du gaz naturel auprès de tiers parallèlement à la production, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour couvrir la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Commercialisation de l'énergie

Le BAIIA de notre secteur Commercialisation de l'énergie est touché par les prix et la volatilité du marché, les stratégies globales adoptées, et les modifications apportées aux règlements et aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. En 2017, nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 60 millions de dollars à 70 millions de dollars pour l'exercice, en baisse par rapport à notre objectif initial de 70 millions de dollars à 90 millions de dollars, en raison du rendement du premier trimestre.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain et au dollar australien en compensant les actifs libellés en monnaies étrangères au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent grandement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêts nette

La charge d'intérêts nette pour 2017 devrait être plus élevée que celle de 2016, surtout en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêts nette engagée.

Dettes nettes, trésorerie et sources de capital

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties. Actuellement, nous avons accès à des liquidités s'élevant à 2,0 milliards de dollars et à un montant de plus de 500 millions de dollars en trésorerie. Nous continuerons de mettre l'accent sur le repositionnement de notre structure de capital et nous comptons être bien positionnés pour respecter les prochaines échéances de la dette au deuxième trimestre de 2017 et en 2018.

Dépenses d'investissement

Nos principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance de notre plateforme d'énergies renouvelables.

Les principaux projets de croissance et projets d'envergure en cours sont décrits sommairement ci-dessous :

Projet	Total du projet		2017	Date	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées	d'achèvement prévue	
Centrale de South Hedland ²	576	356	210 - 230	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Facilité bancaire au titre de la charge de la centrale de Solomon	5	2	3	T1 2017	Conclusion d'une facilité bancaire au titre de la charge de 20 MW requise pour soutenir la centrale de Solomon
Transport		Sans objet ³	3	Continue	Transport réglementé assorti d'un rendement sur le capital investi
Total	581	358	216 - 236		

1) Représentent les montants engagés au 31 mars 2017.

2) Les dépenses estimées pour le projet s'élèvent à 553 millions de dollars australiens. Le total des dépenses estimées pour le projet est exprimé en dollars canadiens et inclut des charges d'intérêts estimatives. Le total des dépenses estimées pour le projet peut changer par suite de fluctuations des taux de change. Un montant d'environ 155 millions de dollars au titre des dépenses pour les projets est destiné à l'acquisition d'infrastructure et au réseau, aux dépôts pour l'accès à l'eau et au gaz, et aux paiements anticipés, la plupart étant payés à la mise en service.

3) Les projets de transport sont regroupés et se déroulent de façon continue. Aucune dépense n'est donc affectée à des projets particuliers.

La trésorerie requise pour financer la construction du projet de South Hedland devrait provenir en partie du produit tiré du financement du projet et de la trésorerie générée par nos activités.

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien et de nos dépenses d'investissement liées à la productivité consiste en des travaux d'entretien d'envergure planifiés, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes, ainsi que leur remplacement. Les coûts liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés sont incorporés dans le coût de l'actif dans les immobilisations corporelles et sont amortis soit selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien d'envergure planifiés, soit selon le mode des unités de production. Ils ne comprennent pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifiés, et des inspections et révisions générales mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimées sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Engagées à ce jour ¹	Dépenses prévues en 2017
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	9	85 - 90
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien d'envergure planifiés	30	125 - 130
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel et à l'achat de terrains	3	30 - 35
Contrats de location-financement	Paiements liés à des contrats de location-financement	4	20 - 25
Total des dépenses d'investissement de maintien		46	260 - 280
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration du siège social	2	10 - 15
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		48	270 - 295

Les interruptions importantes planifiées en 2017 comprennent :

- six interruptions importantes : l'interruption à l'unité 6 de la centrale de Sundance qui a été achevée selon le calendrier et le budget établis au premier trimestre, les travaux d'entretien d'envergure à l'unité 2 de la centrale Centralia qui sont en cours, une interruption importante à l'unité 2 de la centrale de Keephills qui est en cours, les travaux d'entretien à l'unité 3 de la centrale de Keephills au troisième trimestre et à l'unité 1 de la centrale de Sheerness au quatrième trimestre, et une révision importante liée à l'une de nos pelles à benne traînante à la mine Highvale;
- trois interruptions importantes prévues pour les deuxième et quatrième trimestres dans nos centrales de Sarnia et de Windsor du secteur Gaz au Canada.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, exclusion faite des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis qui sont prévus pendant une période visée par une répartition économique, est estimée comme suit pour 2017 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	895 - 905	200 - 230	1 095 - 1 135	330

1) Au 31 mars 2017.

2) Comprendent les coûts liés à la prolongation de centrales hydroélectriques.

Financement des dépenses d'investissement

Le financement de ces dépenses d'investissement prévues devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, des liquidités existantes et du capital tiré des flux de trésorerie contractuels. Nous avons accès à environ 2,0 milliards de dollars de liquidités, au besoin. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique actuelle.

Modifications comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'entente d'élimination du charbon en Alberta mentionnée à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion ainsi que dans les états financiers consolidés annuels de 2016, nous éliminerons d'ici la fin de 2030 les émissions des centrales alimentées au charbon. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta a été ramenée à 2030. Par conséquent, la charge d'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 a augmenté d'environ 14 millions de dollars, et la dotation aux amortissements de l'exercice 2017 devrait s'accroître d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément à nos méthodes comptables, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que nous n'avons pas encore appliquées comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Veuillez vous reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels de 2016 pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9, de l'IFRS 15 et de l'IFRS 16.

Nous avons fait du progrès quant à notre plan de mise en œuvre de l'IFRS 9 en 2016; toutefois, il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 9 sur nos états financiers et notre information financière. Nous prévoyons actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 9 jusqu'à la mi-2017, voire la fin de 2017.

Nous avons élaboré un plan de mise en œuvre pour l'IFRS 15 et procédons actuellement à l'examen de ses différentes sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients pour déterminer l'incidence qu'aura l'adoption de l'IFRS 15 sur nos états financiers. Nous prévoyons actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 15 jusqu'à la mi-2017, voire la fin de 2017. Nous comptons prendre une décision quant à notre méthode de transition d'ici la mi-2017.

Nous sommes en voie d'achever notre évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et nous nous attendons à avoir un plan de mise en œuvre d'ici la mi-2017. Les travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme devraient avoir lieu de la fin 2017 à la mi-2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 16 sur nos états financiers et notre information financière.

Principales informations trimestrielles

Nos résultats sont à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au printemps et à l'automne, lorsque les prix de l'électricité sont censés être inférieurs, étant donné qu'ils augmentent habituellement pendant les périodes de pointe de l'hiver et de l'été sur nos principaux marchés en raison des charges requises pour le chauffage ou la climatisation. Les marges sont également touchées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison du volume de production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans la région du nord-ouest du Pacifique, qui a une incidence sur la production de notre secteur Charbon aux États-Unis. En règle générale, les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de leur électricité et enregistrent la majeure partie de leurs produits au printemps lorsque le niveau des bassins hydrographiques et des rivières commence à monter en raison de la fonte des neiges. À l'opposé, les vents sont historiquement plus forts pendant les mois froids de l'hiver et plus faibles pendant les mois chauds de l'été.

	T2 2016	T3 2016	T4 2016	T1 2017
Produits des activités ordinaires	492	620	717	578
BAlIA aux fins de comparaison	248	244	374	274
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	175	163	228	203
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	6	(12)	61	-
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	0,02	(0,04)	0,21	-
	T2 2015	T3 2015	T4 2015	T1 2016
Produits des activités ordinaires	438	641	595	568
BAlIA aux fins de comparaison	183	219	268	279
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	160	126	243	196
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(131)	154	(7)	62
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué ¹	(0,47)	0,55	(0,02)	0,22

1) Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

Le résultat net, le BAIIA aux fins de comparaison et les fonds provenant des activités d'exploitation présentés sont généralement supérieurs aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal sur les marchés où nous exerçons nos activités et de la diminution des interruptions planifiées.

Les variations et les événements suivants ont également eu une incidence sur le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires :

- Profit à la cession d'actifs après la restructuration du contrat de Poplar Creek au troisième trimestre de 2015
- Acquisition de centrales solaires et de parcs éoliens aux États-Unis au troisième trimestre de 2015
- Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché survenu au troisième trimestre de 2015
- Reprise d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé au troisième trimestre de 2015, et aux premier et deuxième trimestres de 2016
- Variation des taux d'imposition en Alberta au deuxième trimestre de 2015
- Incidence de l'impôt différé par suite de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables au cours des premier et deuxième trimestres de 2015
- Répercussions des pertes latentes aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2016 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle et des profits latents au premier trimestre de 2017
- Répercussions de la reconduction du contrat de la centrale de cogénération de Mississauga au cours du quatrième trimestre de 2016
- Incidence de la provision au titre de l'interruption à l'unité 1 de Keephills
- Répercussions de l'imputation pour dépréciation de l'installation de Wintering Hills au cours du quatrième trimestre de 2016

Contrôles et procédures de communication de l'information

La direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef de la direction des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934*, telle que modifiée (l'«Exchange Act») est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière au cours du trimestre clos le 31 mars 2017. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 mars 2017, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces.

TransAlta Corporation

Comptes de résultat consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Produits des activités ordinaires	578	568
Combustible, achats d'électricité et autres	250	208
Marge brute	328	360
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	125	123
Amortissement	143	122
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	8
Autres résultats d'exploitation, montant net (note 4)	(10)	-
Résultats d'exploitation	62	107
Produits tirés des contrats de location-financement	16	16
Charge d'intérêts nette (note 5)	(62)	(64)
Pertes de change	(1)	(6)
Résultat avant impôts sur le résultat	15	53
Recouvrement d'impôt différé (note 6)	(17)	(18)
Résultat net	32	71
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	-	74
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	32	(3)
	32	71
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	-	74
Dividendes sur actions privilégiées (note 13)	-	12
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	-	62
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice (en millions)	288	288
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	-	0,22

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation
États du résultat global consolidés résumés
(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Résultat net	32	71
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts ¹	1	(20)
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	1	(20)
Pertes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger ²	(6)	(124)
Profits sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts ³	13	62
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁴	29	8
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts ⁵	(6)	38
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	30	(16)
Autres éléments du résultat global	31	(36)
Total du résultat global	63	35
Total du résultat global attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	26	35
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	37	-
	63	35

1) Déduction faite de la charge d'impôt sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 (recouvrement de 7 en 2016).

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 (charge de 10 en 2016).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 (charge de 4 en 2016).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 22 pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 (charge de 25 en 2016).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 11 pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 (recouvrement de 3 en 2016).

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	31 mars 2017	31 déc. 2016
Trésorerie et équivalents de trésorerie	504	305
Créances clients et autres débiteurs (note 9)	657	703
Charges payées d'avance	48	23
Actifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	285	249
Stocks	198	213
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	-	61
	1 692	1 554
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	697	719
Immobilisations corporelles (note 10)		
Coût	12 880	12 773
Amortissement cumulé	(6 069)	(5 949)
	6 811	6 824
Goodwill	464	464
Immobilisations incorporelles	347	355
Actifs d'impôt différé	53	53
Actifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	773	785
Autres actifs	212	242
Total de l'actif	11 049	10 996
Dettes fournisseurs et charges à payer	457	413
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	36	39
Passifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	75	66
Impôts sur le résultat à payer	9	6
Dividendes à verser (note 12)	33	54
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 11)	630	639
	1 240	1 217
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 11)	3 674	3 722
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	370	304
Passifs d'impôt différé	704	712
Passifs de gestion du risque (notes 8 et 9)	60	48
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	322	330
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 12)	3 094	3 094
Actions privilégiées (note 13)	942	942
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(933)	(933)
Cumul des autres éléments du résultat global	425	399
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 537	3 511
Participations ne donnant pas le contrôle (note 7)	1 142	1 152
Total des capitaux propres	4 679	4 663
Total du passif et des capitaux propres	11 049	10 996

Engagements et éventualités (note 14)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 16)

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux actionnaires	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2016	3 094	942	9	(933)	399	3 511	1 152	4 663
Résultat net	-	-	-	-	-	-	32	32
Autres éléments du résultat global								
Profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	-	-	-	-	7	7	-	7
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	18	18	5	23
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	1	1	-	1
Total du résultat global					26	26	37	63
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(47)	(47)
Solde au 31 mars 2017	3 094	942	9	(933)	425	3 537	1 142	4 679

Voir les notes jointes.

	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2015	3 075	942	9	(1 018)	353	3 361	1 029	4 390
Résultat net	-	-	-	74	-	74	(3)	71
Autres éléments du résultat global								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	-	-	-	-	(62)	(62)	-	(62)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	43	43	3	46
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	(20)	(20)	-	(20)
Total du résultat global				74	(39)	35	-	35
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(12)	-	(12)	-	(12)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(12)	-	(12)	-	(12)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables (note 4)	-	-	-	(12)	-	(12)	176	164
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(41)	(41)
Émission d'actions ordinaires	18	-	-	-	-	18	-	18
Solde au 31 mars 2016	3 093	942	9	(980)	314	3 378	1 164	4 542

Voir les notes jointes.

TransAlta Corporation

Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Activités d'exploitation		
Résultat net	32	71
Amortissement (note 15)	160	136
Désactualisation des provisions	6	6
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(3)
Recouvrement d'impôt différé (note 5)	(23)	(23)
Profits latents sur les activités de gestion du risque	(5)	(2)
Pertes latentes de change	2	5
Provisions	-	1
Autres éléments sans effet de trésorerie	18	(10)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	186	181
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	95	94
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	281	275
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 10)	(60)	(85)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(4)	(4)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	-	1
Produits de la vente de l'installation de Wintering Hills (note 3)	61	-
Profits réalisés sur les instruments financiers	-	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	15	14
Divers	(2)	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(5)	4
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	5	(67)
Activités de financement		
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit	-	(315)
Remboursement de la dette à long terme	(14)	(7)
Émission de titres d'emprunt à long terme	-	17
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 12)	(12)	(34)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 13)	(10)	(12)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	-	162
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 7)	(47)	(39)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(4)	(3)
Divers	(1)	1
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(88)	(230)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	198	(22)
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	1	(2)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	199	(24)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	305	54
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	504	30
Impôts sur le résultat au comptant payés	2	8
Intérêts au comptant payés	22	21

Voir les notes jointes.

Notes des états financiers consolidés résumés

(non audités)

(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf indication contraire)

1. Méthodes comptables

A. Base d'établissement

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la norme comptable internationale («IAS») 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «Société»), exception faite de ce qui est décrit à la note 2 A). Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ne comprennent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels de la Société. Par conséquent, ces états doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la Société disponibles sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com et sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la Société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains instruments financiers, qui sont présentés à la juste valeur.

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en des ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du comité d'audit au nom du conseil d'administration le 5 mai 2017.

B. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 fait appel au jugement de la direction et exige de celle-ci qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs, des passifs, des produits et des charges, et la présentation d'information à l'égard des actifs éventuels et des passifs éventuels. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique, et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Se reporter à la note 2 Z) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir de l'information sur les jugements et les estimations.

2. Principales méthodes comptables

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Conformément à l'Entente d'élimination du charbon en Alberta dont il est question à la note 4 A) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société, cette dernière éliminera les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Le 1^{er} janvier 2017, la durée d'utilité des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles liées à certains actifs de charbon en Alberta de la Société a été ramenée à 2030. Par conséquent, la dotation aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 a

augmenté d'environ 14 millions de dollars dans l'ensemble et la dotation aux amortissements pour l'exercice complet 2017 devrait augmenter d'environ 58 millions de dollars. Les durées d'utilité pourront être modifiées ou prolongées dans l'avenir, conformément aux méthodes comptables de la Société, si des décisions et des événements liés à l'exploitation le justifient.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»), mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*, et l'IFRS 16, *Contrats de location*. Veuillez vous reporter aux états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9, de l'IFRS 15 et de l'IFRS 16.

La Société a fait du progrès quant à son plan de mise en œuvre de l'IFRS 9 en 2016; toutefois, il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 9 sur les états financiers et l'information financière de la Société. La Société prévoit actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 9 jusqu'à la mi-2017, voire la fin de 2017.

La Société a élaboré un plan de mise en œuvre et procède actuellement à l'examen de ses différentes sources de produits et des contrats sous-jacents avec des clients pour déterminer l'incidence qu'aura l'adoption de l'IFRS 15 sur ses états financiers. La Société prévoit actuellement continuer à consacrer du temps et des efforts au plan de mise en œuvre de l'IFRS 15 jusqu'à la mi-2017, voire la fin de 2017. La Société compte prendre une décision quant à la méthode de transition d'ici la mi-2017.

La Société est en voie d'achever son évaluation initiale de la portée de l'IFRS 16 et s'attend à avoir un plan de mise en œuvre d'ici la mi-2017. Les travaux dans le cadre du plan de mise en œuvre de cette norme devraient avoir lieu de la fin 2017 à la mi-2018. Il est encore trop tôt pour estimer de façon fiable l'incidence qu'aura l'IFRS 16 sur les états financiers et l'information financière de la Société.

C. Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

3. Événements importants

A. Contrat de production autonome visant la centrale de cogénération de Mississauga

Le 22 décembre 2016, la Société a annoncé la signature d'un contrat d'acheminement de production autonome amélioré (le «contrat de production autonome») avec la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario pour la centrale de cogénération de Mississauga. Ce contrat est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2017 et, dans le cadre de sa conclusion, la Société a convenu de résilier en date du 31 décembre 2016 le contrat existant de la centrale conclu avec la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario, qui autrement aurait pris fin en décembre 2018.

Le contrat de production autonome procure à la Société des paiements mensuels fixes jusqu'au 31 décembre 2018, sans obligation de livraison, et permet de maintenir une souplesse opérationnelle afin que la centrale puisse saisir les occasions de satisfaire les besoins du marché de l'électricité dans le nord-est de l'Ontario.

Comme il est mentionné à la note 8 A) des états financiers consolidés de 2016, la Société a comptabilisé un profit avant impôts d'environ 191 millions de dollars en 2016 et a également comptabilisé un amortissement accéléré de 46 millions de dollars. Par conséquent, sur la durée du contrat, la Société ne prévoit pas comptabiliser d'incidences supplémentaires sur le résultat net. Toutefois, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société comprendront les paiements contractuels mensuels reçus en vertu du contrat de production autonome.

B. Vente de Wintering Hills

Le 26 janvier 2017, la Société a annoncé la vente de sa participation de 51 % dans l'installation éolienne marchande de Wintering Hills, pour un montant d'environ 61 millions de dollars. La clôture de la vente a eu lieu le 1^{er} mars 2017.

C. Échange d'actions privilégiées

Le 10 février 2017, la Société a annoncé qu'elle ne procéderait pas à la transaction annoncée précédemment le 19 décembre 2016, aux termes de laquelle la totalité des actions privilégiées de premier rang du capital social en circulation de la Société devaient être échangées contre des actions privilégiées de premier rang rachetables, à taux minimum rajusté et à dividende cumulatif d'une seule nouvelle série.

4. Autres résultats d'exploitation, montant net

A. Entente d'élimination du charbon en Alberta

Le 24 novembre 2016, la Société a annoncé la conclusion d'une entente d'élimination du charbon avec le gouvernement de l'Alberta sur les paiements de transition découlant de l'élimination, au plus tard le 31 décembre 2030, des émissions des centrales alimentées au charbon, notamment l'unité 3 de la centrale de Keephills, l'unité 3 de la centrale de Genesee et la centrale de Sheerness.

Aux termes de l'entente d'élimination du charbon, nous recevrons des paiements de transition annuels au comptant d'environ 39,9 millions de dollars (37,4 millions de dollars, montant net revenant à la Société) au plus tard le 31 juillet, à compter du 1^{er} janvier 2017 jusqu'à la fin de 2030. La Société comptabilise uniformément les paiements en vertu de l'entente d'élimination du charbon tout au long de l'exercice. Par conséquent, au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, environ 10 millions de dollars ont été comptabilisés dans les autres résultats d'exploitation, montant net, dans les comptes de résultat consolidés résumés. La réception des paiements est sous réserve du respect de certaines modalités et conditions. La principale condition de l'entente d'élimination du charbon est l'élimination de toutes les émissions des centrales alimentées au charbon au plus tard le 31 décembre 2030. Toutefois, les centrales touchées pourront en tout temps continuer à produire de l'électricité en utilisant tout autre mode de production que la combustion du charbon.

5. Charge d'intérêts nette

Les composantes de la charge d'intérêts nette sont comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Intérêts sur la dette	56	57
Produit d'intérêts	(1)	(1)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(3)	(3)
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	1
Autres ¹	4	4
Désactualisation des provisions	5	6
Charge d'intérêts nette	62	64

¹⁾ Pour 2016, comprennent les intérêts courus au titre de l'arrêt de l'unité 1 de la centrale de Keephills.

6. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Charge d'impôt exigible	6	5
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(17)	(1)
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales	-	1
Recouvrement d'impôt différé découlant de la reprise de réduction de valeur des actifs d'impôt différé ¹	(6)	(23)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(17)	(18)

1) Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 6 millions de dollars. Les actifs d'impôt différé ont trait principalement aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société avait sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que ses activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Les autres éléments du résultat global constatés au cours de la période ont entraîné des différences temporaires imposables sur lesquelles est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et la reprise de la réduction de valeur.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Charge d'impôt exigible	6	5
Recouvrement d'impôt différé	(23)	(23)
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(17)	(18)

7. Participations ne donnant pas le contrôle

Les filiales de la Société ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle sont TransAlta Renewables Inc. («Transalta Renewables») et Transalta Cogeneration L.P.

Le résultat net, les distributions et les capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle de TransAlta Renewables comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills d'une capacité de 150 MW, situé au Nouveau-Brunswick.

Le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a fluctué comme suit au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017 :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres ¹
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6	62,0
Au 6 janvier 2016 et par la suite	64,0	59,8

1) Comme il a été établi que les actions de catégorie B émises à la Société dans le cadre de la vente des actifs australiens constituaient des passifs financiers de TransAlta Renewables et ne participaient pas aux résultats jusqu'à la mise en service du projet de South Hedland, elles sont exclues de la répartition des titres de capitaux propres et des résultats.

Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle sont présentés dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Résultat net		
TransAlta Cogeneration L.P.	20	11
TransAlta Renewables	12	(14)
	32	(3)
Total du résultat global		
TransAlta Cogeneration L.P.	19	14
TransAlta Renewables	18	(14)
	37	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	26	19
TransAlta Renewables	21	20
	47	39
Aux	31 mars 2017	31 déc. 2016
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		
TransAlta Cogeneration L.P.	295	301
TransAlta Renewables	847	851
	1 142	1 152
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)		
TransAlta Cogeneration L.P.	49,99	49,99
TransAlta Renewables	40,2	40,2

8. Instruments financiers

A. Actifs financiers et passifs financiers – évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût amorti.

B. Juste valeur des instruments financiers

I. Évaluations des justes valeurs de niveaux I, II et III

Les classements de niveaux I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisée par la Société sont définis ci-dessous. L'évaluation à la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données d'entrée du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

a. Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché non rajustés dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la Société a accès à la date d'évaluation. Pour calculer les justes valeurs de niveau I, la Société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus auprès des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données d'entrée qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base, l'évaluation du crédit et les écarts liés à l'emplacement.

Les instruments financiers de gestion du risque lié aux produits de base classés dans le niveau II comprennent les instruments dérivés négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés sur produits de base ainsi que les instruments dérivés dont les données d'entrée sont validées par les cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données d'entrée sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque et de la dette à long terme évalués et comptabilisés à la juste valeur, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données d'entrée sur les actifs ou les passifs qui ne sont pas observables.

La Société peut conclure des transactions sur des produits de base pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, comme le modèle de Black et Scholes, le modèle d'évaluation axé sur les prévisions et le modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques, à l'aide de données d'entrée reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

La Société détient aussi divers contrats sur les produits de base ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III.

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base qui régit les transactions sur les produits de base effectuées dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre et celles effectuées afin de gérer le risque lié au prix des produits de base de son entreprise de production. La politique définit et précise les responsabilités en matière de contrôle et de gestion associées aux transactions liées aux produits de base, ainsi que la nature et la fréquence des rapports exigés au titre de ces activités.

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des instruments de gestion du risque lié aux produits de base sont établies par le service de gestion du risque de la Société. Les justes valeurs de niveau III sont calculées au moyen du système de gestion du risque lié aux transactions sur les produits énergétiques de la Société selon les données contractuelles sous-jacentes ainsi que les données d'entrée observables et non observables. L'établissement de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le service de gestion du risque et le service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si les procédures d'examen et de surveillance quotidiennes permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Les informations sur les contrats de gestion du risque ou les groupes de contrats de gestion du risque qui sont inclus dans les évaluations de niveau III et les données d'entrée non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de données d'entrée observables comme les liquidités et les escomptes de crédit («justes valeurs de base») ainsi que les profits et les pertes initiaux.

La fourchette de sensibilité des justes valeurs de base est établie à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles pour les principales données d'entrée non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité et les corrélations des produits de base, le volume des livraisons et leur forme.

Aux	31 mars 2017		31 déc. 2016	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme - États-Unis	927	+157 -157	907	+75 -69
Ventes d'électricité à long terme - Alberta	1	+3 -3	(3)	+5 -5
Achats d'électricité conditionnels - unités	21	+3 -4	13	+2 -4
Produits structurés - est des États-Unis	29	+8 -8	24	+8 -8
Autres	3	+4 -4	6	+3 -3

i. Vente d'électricité à long terme - États-Unis

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à long terme, à prix fixe, aux États-Unis visant la livraison d'électricité selon les niveaux de capacité suivants : 380 MW jusqu'au 31 décembre 2024 et 300 MW jusqu'au 31 décembre 2025. Le contrat est désigné comme couverture de flux de trésorerie globale.

Pour les périodes au-delà de mars 2019, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées comme indicateurs dans les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. La prévision sur les prix de base a été établie en faisant la moyenne des prévisions fondamentales externes (les fournisseurs sont indépendants et sont reconnus comme des experts du secteur pour les prévisions et hypothèses). La fourchette des prix de l'électricité à terme par mégawattheure (MWh) utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2017 se situe entre 26 \$ US et 36 \$ US (27 \$ US et 36 \$ US au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 6 \$ US (5 \$ US au 31 décembre 2016) est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

Le contrat est libellé en dollars américains. La variation du dollar américain par rapport au dollar canadien n'a pas eu d'incidence importante sur la juste valeur de base au cours de la période considérée.

ii. Vente d'électricité à long terme - Alberta

La Société a conclu un contrat de vente d'électricité à prix fixe à long terme de 12,5 MW (sur une base mensuelle) dans le marché de l'Alberta, jusqu'en décembre 2024. Le contrat est comptabilisé comme détenu à des fins de transaction.

Pour les périodes au-delà de 2022, les prix du marché de l'électricité à terme ne sont pas facilement observables. Pour ces périodes, des prévisions fondamentales et des indications du marché ont été utilisées afin d'établir les hypothèses sur les prix de base, les prix les plus élevés et les prix les plus bas de l'électricité. L'hypothèse sur les prix de base repose sur la plus récente prévision de prix obtenue d'un service de prévisions externe indépendant, qui est reconnu dans le secteur comme étant un expert du marché de l'Alberta. La fourchette des prix de l'électricité à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2017 se situe entre 67 \$ et 82 \$ (68 \$ et 93 \$ au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité des deux périodes a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société selon laquelle une hausse ou une baisse de 20 % est une variation raisonnablement possible du prix de l'électricité à terme.

iii. Achats d'électricité conditionnels – unités

En vertu de CAÉ conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur un prix fixe convenu par MWh produit multiplié par la quote-part de la production réelle de l'unité si celle-ci est en service (aucun montant n'est payé s'il y a une interruption de service). Les contrats sont comptabilisés comme détenus à des fins de transaction.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation sont les volumes livrés prévus et le taux de production horaire. La production horaire donnera lieu à des prix réalisés pouvant comporter un escompte ou une prime par rapport au prix moyen de l'électricité établi. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs.

Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes de taux d'actualisation des prix et des volumes par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2017 sont respectivement de néant (néant au 31 décembre 2016) et de 2,15 % à 3,54 % (2,15 % à 3,62 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des fourchettes de taux d'actualisation des prix d'environ 0,73 % (0,75 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des taux d'escompte de volume d'environ 8,6 % (15,5 % au 31 décembre 2016), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

iv. Produits structurés – est des États-Unis

La Société a conclu des contrats d'électricité à prix fixe et des contrats sur consommation spécifique de chaleur dans l'est des États-Unis. Aux termes des contrats d'électricité à prix fixe, la Société a accepté d'acheter ou de vendre de l'électricité à des installations ou emplacements où les marchés sont non liquides ou en dehors des heures standards. La Société a également acheté et vendu des contrats sur la consommation spécifique de chaleur tant à des emplacements où les marchés sont liquides que non liquides. Aux termes d'un contrat sur la consommation spécifique de chaleur, l'acheteur a le droit d'acheter de l'électricité au moment où la consommation spécifique de chaleur sur le marché est plus élevée que celle visée par contrat.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats d'électricité à prix fixe sont les écarts de prix à terme du marché et les facteurs non standards. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standards ont été établis en utilisant des données historiques. La relation de base et les facteurs non standards utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2017 sont de respectivement 68 % à 120 % et 68 % à 88 % (66 % à 128 % et 65 % à 88 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des écarts de prix à terme du marché d'environ 5 % (5 % au 31 décembre 2016) et d'une variation des facteurs non standards d'environ 7 % (9 % au 31 décembre 2016), ce qui se rapproche de l'écart type pour chaque donnée.

Les principales données d'entrée non observables utilisées pour l'évaluation des contrats sur la consommation spécifique de chaleur sont les volatilités implicites et les corrélations. Les volatilités implicites et les corrélations utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 31 mars 2017 sont de respectivement 20 % à 51 % et 70 % (20 % à 54 % et 70 % au 31 décembre 2016). L'analyse de sensibilité a été préparée sur la base de l'évaluation de la Société d'une variation raisonnablement possible des volatilités implicites et des corrélations d'environ 10 % (10 % au 31 décembre 2016), respectivement.

II. Actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base comprennent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat de ces secteurs.

Les actifs et les passifs de gestion du risque lié aux produits de base sont classés selon leur niveau au 31 mars 2017 : niveau I - passif net de 3 millions de dollars (néant au 31 décembre 2016), niveau II - passif net de 9 millions de dollars (passif net de

14 millions de dollars au 31 décembre 2016), niveau III - actif net de 784 millions de dollars (actif net de 758 millions de dollars au 31 décembre 2016).

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017 découlent essentiellement de la variation de la valeur du contrat de vente d'électricité à long terme (éléments de couverture de niveau III) comme il a été mentionné à la section B I) c) i) de la présente note.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque lié aux produits de base de niveau III au cours des périodes de trois mois closes respectivement les 31 mars 2017 et 2016 :

	Trois mois clos le 31 mars 2017			Trois mois clos le 31 mars 2016		
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Solde d'ouverture	726	32	758	640	(98)	542
Variations attribuables aux :						
Variations des prix du marché pour les contrats existants	40	8	48	66	(22)	44
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	8	8	-	4	4
Contrats réglés	(15)	(3)	(18)	(13)	65	52
Variation des taux de change	(12)	-	(12)	(68)	2	(66)
Actifs nets de gestion du risque à la fin de la période	739	45	784	625	(49)	576
Informations supplémentaires sur le niveau III :						
Profits (pertes) comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	28	-	28	(2)	-	(2)
Total des profits (pertes) inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat	15	16	31	13	(16)	(3)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus au 31 mars 2017	-	13	13	-	49	49

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans la gestion des risques liés aux transactions sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change. La comptabilité de couverture n'est pas toujours utilisée.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 151 millions de dollars au 31 mars 2017 (actif net de 176 millions de dollars au 31 décembre 2016), sont classés au niveau II de la hiérarchie de la juste valeur. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période close le 31 mars 2017 sont principalement attribuables à l'incidence des variations des prix du marché pour les contrats existants.

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a mis fin à la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères et certaines couvertures de juste valeur sur des dettes respectivement de 690 millions de dollars américains et 50 millions de dollars américains. Au 31 mars 2017, des profits cumulés sur des couvertures de flux de trésorerie d'environ 3 millions de dollars continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés en résultat net à mesure que les transactions prévues (les paiements d'intérêts) auront lieu. Au 31 mars 2017, des pertes cumulées d'environ 2 millions de dollars liées à la couverture de juste valeur, comptabilisées comme partie intégrante de la valeur comptable de la dette couverte, seront amorties en résultat net sur la durée restante de la dette. Les variations de ces actifs et passifs de gestion de risque liés à ces positions de couverture abandonnées seront reflétées dans le résultat net de façon prospective.

IV. Autres actifs et passifs financiers

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers évaluées autrement qu'à la juste valeur sont présentées comme suit :

	Juste valeur				Total de la valeur comptable
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 31 mars 2017	-	4 320	-	4 320	4 236
Dette à long terme ¹ au 31 décembre 2016	-	4 271	-	4 271	4 221

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 67 millions de dollars évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

Les justes valeurs des débetures et des billets de premier rang de la Société sont établies en utilisant les prix observés sur les marchés secondaires. Les justes valeurs de la dette sans recours et d'autres dettes à long terme sont établies en calculant un prix implicite reposant sur une évaluation courante du rendement à l'échéance.

La valeur comptable des autres actifs et passifs financiers à court terme (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser) se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif.

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société est fondée sur les cours ajustés à une Bourse active ou dépasse la période pour laquelle des cours cotés sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la rubrique B de la présente note pour les techniques d'évaluation utilisées pour les justes valeurs de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché sur un marché actif, des transactions observables dans le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les états de la situation financière consolidés résumés dans les actifs et passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, qui sera comptabilisée dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Profit net non amorti au début de la période	148	202
Nouveaux profits initiaux	5	2
Variation des taux de change	(2)	(12)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(8)	(18)
Profit net non amorti à la fin de la période	143	174

9. Activités de gestion du risque

A. Actifs et passifs nets de gestion du risque

Globalement, les actifs et passifs nets de gestion du risque se présentent comme suit :

Au 31 mars 2017

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	121	-	(12)	109
Non courants	671	-	(8)	663
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	792	-	(20)	772
Divers				
Courants	-	-	101	101
Non courants	-	-	50	50
Autres actifs nets de gestion du risque	-	-	151	151
Total des actifs nets de gestion du risque	792	-	131	923

Au 31 décembre 2016

	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base				
Courants	86	-	(16)	70
Non courants	683	-	(9)	674
Actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base	769	-	(25)	744
Divers				
Courants	105	-	8	113
Non courants	59	3	1	63
Autres actifs nets de gestion du risque	164	3	9	176
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	933	3	(16)	920

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysés plus en détail à la note 14 b) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société.

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

La Société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la Société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la Société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la Société et aux

instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la Société.

i. Risque lié au prix des produits de base – négociation pour compte propre

Le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique de gestion du risque lié aux produits de base, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et à des contrôles, y compris la limite de la valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VaR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VaR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimée avant impôts qui pourrait être subie sur une période donnée. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique.

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. La VaR au 31 mars 2017 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 1 million de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2016).

ii. Risque lié au prix des produits de base – production

Les secteurs de production utilisent divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'ils jugent appropriés. Une politique de gestion du risque lié aux produits de base est dressée et approuvée chaque année et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la Société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles et l'approbation des transactions sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle du résultat net présenté par la Société.

TransAlta a conclu divers contrats avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité. Même si les contrats ne créent pas tous une obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la Société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie à des fins comptables.

Au 31 mars 2017, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 17 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2016). En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les transactions d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces transactions sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché liées à celles-ci ayant une incidence sur le résultat net de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 mars 2017, la VaR liée à ces transactions s'établissait à 3 millions de dollars (7 millions de dollars au 31 décembre 2016).

b. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain et le dollar australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers. Se reporter à la note 14 B) I) c) des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour une analyse plus détaillée.

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la Société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent la Société à un risque commercial. La Société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des

contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La Société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces, des assurances crédits de tiers ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des transactions liés aux produits de base, la Société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière.

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes lorsque des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit l'exposition maximale au risque de crédit de la Société, compte non tenu des garanties détenues, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 31 mars 2017 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	91	9	100	657
Créances au titre des contrats de location-financement à long terme ²	35	65	100	697
Actifs de gestion du risque ¹	100	-	100	1 058
Total				2 412

1) Les lettres de crédit et la trésorerie et les équivalents de trésorerie sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

2) La Société compte un client dont la notation est de qualité inférieure et dont les soldes impayés s'élevaient à 437 millions de dollars (445 millions de dollars au 31 décembre 2016). Le risque de perte importante lié à cette contrepartie a été évalué comme étant faible à court terme, mais pourrait passer à modéré dans un environnement où les faibles prix des produits de base sont maintenus à moyen et à long terme. L'évaluation du risque tient compte de la situation financière de la contrepartie, des notations externes et du fait que la Société fournit des services dans un des secteurs de la contrepartie qui entraîne des coûts moindres, ainsi que des pratiques de gestion des autres risques de crédit de la Société.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 19 millions de dollars au 31 mars 2017 (14 millions de dollars au 31 décembre 2016).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses transactions de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Au 31 mars 2017, trois agences de notation ont maintenu leur note de première qualité accordée à TransAlta (se reporter à la note 16). TransAlta tient à renforcer sa situation financière et à maintenir des notes de crédit de première qualité auprès de ces agences de notation d'envergure. Se reporter à la note 16 pour plus de détails sur la révision à la baisse des notes de crédit de titres de créance et d'actions privilégiées.

L'analyse des échéances des passifs financiers de la Société se présente comme suit :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	457	-	-	-	-	-	457
Dette à long terme ¹	604	947	461	460	63	1 727	4 262
Actifs de gestion du risque lié aux produits de base	(84)	(86)	(85)	(77)	(99)	(341)	(772)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(101)	(56)	4	2	-	-	(151)
Obligations au titre des contrats de location-financement	12	13	10	8	6	19	68
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement ²	167	173	143	116	95	754	1 448
Dividendes à verser	33	-	-	-	-	-	33
Total	1 088	991	533	509	65	2 159	5 345

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture.

2) Non comptabilisé à titre de passif financier dans les états de la situation financière consolidés résumés.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

Des garanties sont fournies dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la Société comme l'établissent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la Société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent qu'une garantie soit fournie seulement si un événement défavorable important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres d'emprunt de premier rang non garantis de la Société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes de façon continue.

Au 31 mars 2017, la Société avait fourni une garantie de 109 millions de dollars (116 millions de dollars au 31 décembre 2016) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit qui, si elles étaient appliquées, obligerait la Société à fournir une garantie additionnelle de 47 millions de dollars à ses contreparties (49 millions de dollars au 31 décembre 2016).

10. Immobilisations corporelles

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-dessous :

	Terrains	Production de charbon	Production de gaz	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2016	95	2 664	498	2 290	606	407	264	6 824
Ajouts	-	-	-	-	-	60	-	60
Cessions	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Amortissement	-	(81)	(14)	(31)	(17)	-	(5)	(148)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	65	3	3	(8)	-	-	63
Mise hors service d'actifs	-	(1)	-	(2)	-	-	-	(3)
Variation des taux de change	-	(5)	9	(3)	(1)	13	3	16
Transferts	1	4	5	6	2	(20)	2	-
Au 31 mars 2017	96	2 646	501	2 263	582	460	263	6 811

1) Comprennent les pièces de rechange importantes et l'équipement de sécurité disponible, mais non encore en service, et les pièces de rechange utilisées pour les travaux d'entretien courants, préventifs et planifiés.

11. Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement

A. Facilités de crédit, dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2017			31 déc. 2016		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Déventures	1 045	1 051	6,0 %	1 045	1 051	6,0 %
Billets de premier rang ²	2 116	2 125	5,0 %	2 151	2 158	5,0 %
Sans recours ³	1 023	1 034	4,5 %	1 038	1 048	4,5 %
Autres ⁴	52	52	9,2 %	54	54	9,2 %
	4 236	4 262		4 288	4 311	
Obligations au titre des contrats de location-financement	68			73		
	4 304			4 361		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(615)			(623)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(15)			(16)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(630)			(639)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	3 674			3 722		

1) L'intérêt est calculé à un taux moyen pondéré en fonction de l'encours du capital avant l'effet de la couverture.

2) Valeur nominale de 1,6 milliard de dollars américains au 31 mars 2017 (1,6 milliard de dollars américains au 31 décembre 2016).

3) Inclut 50 millions de dollars américains au 31 mars 2017 (53 millions de dollars américains au 31 décembre 2016).

4) Inclut 28 millions de dollars américains au 31 mars 2017 (29 millions de dollars américains au 31 décembre 2016) au titre du financement donnant droit à des avantages fiscaux.

Des facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2016), un montant de 1,4 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2016) n'a pas été prélevé. Au 31 mars 2017, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016), ce qui correspondait à des emprunts réels de néant (néant au 31 décembre 2016) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2016). La Société respecte les modalités de la facilité de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible aux termes des facilités de crédit, TransAlta dispose de 504 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2017 totalisaient 556 millions de dollars (566 millions de dollars au 31 décembre 2016), et aucun montant (néant au 31 décembre 2016) n'avait été exercé par des tiers en vertu de ces arrangements.

La dette de TransAlta comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 31 mars 2017, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les déventures sans recours d'un montant de 192 millions de dollars (193 millions de dollars au 31 décembre 2016) émises par la filiale de la Société, Canadian Hydro Developers Inc. («CHD»), comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit en trésorerie tiré de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires ou serve au remboursement des déventures sans recours.

Une autre dette sans recours de 830 millions de dollars (845 millions de dollars au 31 décembre 2016) est assujettie à des restrictions financières habituelles qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités de certaines installations. Si certains tests de distribution (effectués généralement une fois par trimestre) sont réussis, les fonds peuvent être distribués par les filiales à leur société mère respective. Ces restrictions comprennent la capacité d'atteindre un ratio de couverture du service de la dette avant la distribution, qui n'a pas été atteint par New Richmond Wind L.P., l'une des filiales de la Société, au premier trimestre de 2017, essentiellement en raison de l'annualisation de ses résultats aux fins des tests. Les fonds de cette entité y resteront jusqu'à ce que le prochain ratio de couverture du service de la dette soit calculé au deuxième trimestre de 2017. Au 31 mars 2017, un montant de 44 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2016) en trésorerie était assujetti à ces restrictions financières.

En outre, certaines obligations sans droit de recours requièrent l'établissement et le financement de certains comptes de réserve au moyen de trésorerie en dépôt et de lettres de crédit. Au 31 mars 2017, un montant de 16 millions de dollars en trésorerie a été déposé dans certains comptes de réserve et n'était pas disponible pour une utilisation à des fins générales.

C. Garantie

Des dettes sans recours de 638 millions de dollars (644 millions de dollars au 31 décembre 2016) sont garanties chacune par une charge de premier rang sur les actifs respectifs des filiales de la Société qui ont émis les obligations, y compris des installations de production d'énergies renouvelables dont la valeur comptable totale s'élève à 944 millions de dollars au 31 mars 2017 (956 millions de dollars au 31 décembre 2016). Au 31 mars 2017, une obligation sans recours d'environ 192 millions de dollars (201 millions de dollars au 31 décembre 2016) est garantie par une charge de premier rang sur les participations de l'émetteur qui a émis l'obligation sans recours.

12. Actions ordinaires

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

	Trois mois clos les 31 mars			
	2017		2016	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	287,9	3 095	284,0	3 077
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ordinaires pour les actionnaires de la Société	-	-	3,9	18
	287,9	3 095	287,9	3 095
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(1)	-	(2)
Émises et en circulation à la fin de la période	287,9	3 094	287,9	3 093

B. Dividendes

Le 19 avril 2017, la Société a déclaré un dividende de 0,04 \$ par action ordinaire, payable le 1^{er} juillet 2017.

Aucune autre transaction relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de présentation de l'information financière et la date d'achèvement des présents états financiers consolidés.

C. Options sur actions

En mars 2017, la Société a attribué aux membres de la haute direction 0,7 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 7,25 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur émission.

En février 2016, la Société a attribué aux membres de la haute direction 1,1 million d'options sur actions assorties d'un prix d'exercice de 5,93 \$ et dont les droits s'acquièrent après une période de trois ans. Ces options viennent à échéance sept ans après leur émission.

13. Actions privilégiées

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées de premier rang rachetables sans droit de vote à dividende cumulatif à taux fixe, à l'exception des actions privilégiées de série B qui sont des actions privilégiées rachetables sans droit de vote à dividende cumulatif à taux variable.

Au 31 mars 2017 et au 31 décembre 2016, la Société avait 10,2 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif à taux rajusté de série A, 11,0 millions d'actions du même type de série C, 9,0 millions d'actions du même type de série E, 6,6 millions d'actions du même type de série G et 1,8 million d'actions privilégiées de premier rang rachetables à dividende cumulatif à taux variable de série B émises et en circulation.

B. Dividendes

Les tableaux suivants résument les dividendes déclarés sur les actions privilégiées pour les périodes de trois mois closes les 31 mars :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 31 mars	
		2017 ¹	2016
		Total	Total
A	0,169312	-	4
B	- ³	-	-
C	0,2875	-	3
E	0,3125	-	3
G	0,33125	-	2
Total pour la période		-	12

1) Au cours du premier trimestre, la Société n'a déclaré aucun dividende, le dividende trimestriel pour la période correspondant au premier trimestre de 2017 ayant été déclaré le 19 décembre 2016.

2) Pour le premier trimestre de 2016, le dividende sur les actions de catégorie A s'est établi à 0,2875 \$ par action.

3) Les actions de série B donnent droit à des dividendes à taux variable trimestriels selon le rendement des bons du Trésor à 90 jours du gouvernement du Canada, majoré de 2,03 %. Les actions de série B ont été émises le 17 mars 2016.

Le 19 avril 2017, la Société a déclaré un dividende trimestriel, payable le 30 juin 2017, de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,15645 \$ par action sur les actions privilégiées de série B, de 0,2875 \$ par action sur les actions privilégiées de série C, de 0,3125 \$ par action sur les actions privilégiées de série E et de 0,33125 \$ par action sur les actions privilégiées de série G.

14. Engagements et éventualités

A. Engagements

Au cours du premier trimestre de 2017, la Société a prolongé et modifié son entente existante avec Alstom visant d'importants travaux d'entretien des installations alimentées au charbon de la Société au Canada. L'entente vise des projets d'entretien d'envergure de 2017 à 2020 à la centrale de Keephills de la Société et à certaines centrales de Sundance. Alstom aura la responsabilité de fournir ses services selon le budget et l'échéancier prévus, en offrant des garanties d'exécution.

B. Événualités

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'aient pas une incidence négative importante sur TransAlta. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

I. Procédure de règlement sur les pertes en ligne

La Société est partie à une procédure de règlement sur les pertes en ligne (la «procédure») qui est en cours devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»). L'AUC a déterminé qu'elle avait la capacité d'ajuster rétroactivement à partir de 2006 les taux de perte en ligne. L'AUC a donc demandé à l'Alberta Electric System Operator («AESO»), entre autres choses, de réaliser les calculs rétroactifs nécessaires. Les différentes décisions de l'AUC peuvent néanmoins être portées en appel et contestées. La Société pourrait engager des coûts de transports additionnels en raison de la procédure. Pour le moment, l'issue de la procédure demeure incertaine et le risque possible auquel est confronté la Société, le cas échéant, ne peut être calculé avec certitude tant que les calculs rétroactifs selon une méthode approuvée par l'AUC ne seront pas disponibles et tant que l'AUC n'aura pas déterminé la méthode à utiliser pour effectuer les calculs rétroactifs. L'AESO prévoit être en mesure de commencer à rendre disponibles des calculs rétroactifs effectués selon une méthode approuvée par l'AUC pour chaque année à compter du deuxième trimestre de 2017.

Par conséquent, aucune provision n'a été comptabilisée pour le moment. En outre, certains CAÉ visant les centrales de la Société prévoient le transfert de ce genre de coûts de transport aux acheteurs de la Société.

15. Informations sectorielles

A. Résultat sectoriel présenté

I. Information sur le résultat

Trois mois clos le 31 mars 2017	Charbon au Canada	Charbon aux États-Unis	Gaz au Canada	Gaz en Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydroélectricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	250	88	102	26	87	24	1	-	578
Combustible, achats d'électricité et autres	139	64	39	2	5	1	-	-	250
Marge brute	111	24	63	24	82	23	1	-	328
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	44	13	12	7	12	8	5	24	125
Amortissement	70	15	9	7	27	8	-	7	143
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	-	2	1	-	-	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	(10)	-	-	-	-	-	-	-	(10)
Résultats d'exploitation	4	(5)	41	10	41	6	(4)	(31)	62
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	3	13	-	-	-	-	16
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(62)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	15

Trois mois clos le 31 mars 2016	Charbon au Canada	Charbon aux États-Unis	Gaz au Canada	Gaz en Australie	Énergie éolienne et énergie solaire	Hydroélectricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	234	56	105	29	84	28	32	-	568
Combustible, achats d'électricité et autres	98	52	42	5	9	2	-	-	208
Marge brute	136	4	63	24	75	26	32	-	360
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	12	14	6	12	7	9	18	123
Amortissement	61	(3)	14	5	30	7	1	7	122
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	-	2	1	-	-	8
Résultats d'exploitation	27	(6)	34	13	31	11	22	(25)	107
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	3	13	-	-	-	-	16
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(64)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(6)
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	53

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2017, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des montants de 5 millions de dollars (7 millions de dollars en 2016) d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2017, les stocks de charbon de la centrale de Centralia ont été dépréciés de néant (6 millions de dollars en 2016) jusqu'à la valeur nette de réalisation. La dépréciation a été incluse dans le poste Combustible et achats d'électricité du secteur Charbon aux États-Unis.

B. Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés et celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2017	2016
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	143	122
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	17	14
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	160	136

16. Événements postérieurs à la date de clôture

A. Modifications apportées aux notes de crédit

La Société maintient une note de crédit de première qualité auprès de trois agences de notation.

Le 15 mars 2017, Fitch Ratings a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société et a changé la perspective pour la faire passer de négative à stable.

Le 3 avril 2017, DBRS Limited a modifié la note de crédit des titres de créance non garantis et des billets à moyen terme de la Société, la faisant passer de BBB à BBB (faible), celle des actions privilégiées, de Pfd-3 à Pfd-3 (faible), et la note à titre d'émetteur, de BBB à BBB (faible).

Le 11 avril 2017, Standard and Poor's a renouvelé la note de crédit des titres de créance non garantis et la note à titre d'émetteur de BBB- de la Société, mais a changé la perspective pour la faire passer de stable à négative.

B. Transition vers la production d'énergie non polluante en Alberta

Le 19 avril 2017, la Société a annoncé son intention d'accélérer la transition vers le gaz et les énergies renouvelables en prenant les mesures suivantes :

- La mise hors service de l'unité 1 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018.
- L'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance à compter du 1^{er} janvier 2018, et ce, pour une période de deux ans.
- La conversion des unités 3 à 6 de la centrale de Sundance et des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills alimentées au charbon en centrales au gaz entre 2021 et 2023, prolongeant du coup la durée d'utilité de ces unités jusqu'au milieu des années 2030.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

La réglementation fédérale stipule que toutes les centrales alimentées au charbon construites avant 1975 doivent cesser leurs activités liées au charbon d'ici la fin de 2019, ce qui comprend les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Étant donné que l'unité 1 de la centrale de Sundance sera fermée deux ans plus tôt, la Société a l'intention de déposer une demande auprès du ministre fédéral de l'environnement afin de prolonger la durée d'utilité de l'unité 2 de la centrale de Sundance de 2019 à 2021. La Société jouira ainsi de la souplesse nécessaire pour satisfaire aux exigences réglementaires liées à l'environnement visant la conversion du charbon au gaz et au nouveau marché de capacité en Alberta.

Les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance offrent une capacité combinée de 560 MW sur la capacité totale de 2 141 MW de l'ensemble des centrales de Sundance qui fournissent la charge de base au réseau électrique de l'Alberta. Le CAÉ lié aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance conclu avec Balancing Pool vient à échéance le 31 décembre 2017. La Société évaluera l'incidence de la mise hors service de l'unité 1 et de l'arrêt des activités de l'unité 2 de la centrale de Sundance au deuxième trimestre de 2017.

Annexe 1

(non audité)

L'information présentée ci-dessous est présentée comme «non auditée» pour préciser qu'elle n'est pas visée par l'opinion d'audit du cabinet d'experts-comptables indépendant inscrit qui a réalisé l'audit des états financiers consolidés résumés et qui a rédigé un rapport à cet égard.

Aux états financiers de TransAlta Corporation

RATIO DE COUVERTURE PAR LE RÉSULTAT

Le ratio financier suivant est calculé pour la période de trois mois close le 31 mars 2017 :

Couverture par le résultat de la dette à long terme à l'appui du prospectus préalable de la Société

1,52 fois¹

1 Pour les douze derniers mois. Le ratio de couverture par le résultat de la dette à long terme, sur la base du résultat net, correspond au résultat net avant la charge d'intérêts et les impôts sur le résultat, divisé par la charge d'intérêts, compte tenu des intérêts incorporés au coût de l'actif.

Informations supplémentaires

		31 mars 2017	31 déc. 2016
Cours de clôture (TSX) (\$)		7,82	7,43
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	8,07	7,54
	Bas	5,17	3,76
Dettes nette ajustée sur le capital investi ¹ (%)		49,5	51
Dettes nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ¹ (%)		42,4	44,2
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ^{1,2} (multiple)		3,6	3,8
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		2,5	5,4
Rendement du capital investi ² (%)		4,6	5,3
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,4	1,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1,2,3} (%)		6,1	7,8
Couverture des dividendes ^{2,3} (multiple)		17,1	11,5
Rendement des actions ^{2,3}		1,5	4,0
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		18,2	17,0
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		3,8	3,8

1) Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la situation de trésorerie de la Société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement. Pour un rapprochement des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ces calculs, se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS et non conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion.

2) Douze derniers mois.

3) Le 14 janvier 2016, nous avons révisé notre dividende pour le fixer à 0,16 \$ par action ordinaire sur une base annualisée, par rapport à 0,72 \$ précédemment. L'incidence du changement n'est pas prise en compte dans les ratios historiques.

Formules des ratios

Dette nette ajustée sur le capital investi = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette nette ajustée + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises

Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la partie courante et la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture de la dette - trésorerie et équivalents de trésorerie + 50 % des actions privilégiées émises / du BAIIA aux fins de comparaison

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires / capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement du capital investi = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette ou résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux actionnaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêts nette / intérêts sur la dette + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêts

Ratio de distribution = dividendes déclarés par action ordinaire / fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées

Ratio de couverture des dividendes = flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires versés en espèces

Rendement des actions = dividende versé par action ordinaire / cours de clôture de la période

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés sur la dette nette ajustée = fonds provenant des activités d'exploitation - 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées / dette à long terme à la fin de la période et obligations au titre des contrats de location-financement, y compris la juste valeur (positive) négative des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation avant intérêts sur les intérêts ajustés = fonds provenant des activités d'exploitation + intérêts sur la dette - produit d'intérêts - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette + 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées - produit d'intérêts

Glossaire de termes clés

Capacité – Capacité de charge continue nominale du matériel de production, exprimée en mégawatts.

Contrat d'achat d'électricité (CAÉ) – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant d'unités de production auparavant réglementées à des acheteurs.

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, pendant laquelle une unité peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

Force majeure – Les clauses de force majeure dégagent la responsabilité d'une partie si un événement imprévu indépendant de la volonté de cette partie l'empêche de s'acquitter de ses obligations aux termes d'un contrat.

Gaz à effet de serre (GES) – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote, les hydrofluorocarbones et les perfluorocarbones.

Gigawatt – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

Gigawattheure (GWh) – Mesure de la consommation d'électricité égale à l'utilisation de 1 000 mégawatts en une heure.

Interruption non planifiée – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 000 de watts.

Mégawattheure (MWh) – Mesure de la consommation d'électricité équivalant à l'utilisation de 1 000 000 de watts en une heure.

**TransAlta Corporation**

110 – 12th Avenue S.W.

Box 1900, Station “M”

Calgary, Alberta, Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Société de fiducie CST

C. P. 700, succursale B

Montréal (Québec) Canada H3B 3K3

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.682.3860

Télécopieur

514.985.8843

Courriel

inquiries@canstockta.com

Site Web

www.canstockta.com/fr

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**Médias et investisseurs – Demandes de renseignements**

Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.7405

Courriel

investor_relations@transalta.com