

### 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 et de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuels contenus dans notre rapport intégré annuel de 2015. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les termes clés qui ne sont pas définis ailleurs aux présentes ont le sens qui leur est attribué dans le glossaire de termes clés. 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 il a été publié par l'International Accounting Standards Board («IASB») et en vigueur le 30 septembre 2016. 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 3 novembre 2016. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov), et sur notre site Web à l'adresse [www.transalta.com](http://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 et de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015. 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. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison», «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» et «Résultats et autres mesures 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, y compris la rubrique «Perspectives financières pour 2016» du présent rapport de gestion, 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 et leurs coûts connexes; 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 coûts d'extraction minière, de coûts du combustible, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts et de ces dépenses, les coûts de démantèlement prévus; 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 relatives au résultat et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et aux activités contractuelles (y compris les estimations du résultat avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison pour l'exercice complet de 2016 et les estimations des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison, des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison et des dépenses d'investissement de maintien pour l'exercice 2016); les attentes à l'égard des ratios financiers et des cibles financières (y compris le ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison 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 attentes quant à notre capacité d'atteindre les ratios financiers et les cibles financières clés; la réglementation et la législation gouvernementales prévues (y compris l'intention du gouvernement du Canada de mettre en place une tarification pancanadienne établie en fonction des émissions de gaz à effet de serre, le Plan de leadership sur le climat du gouvernement de l'Alberta, le système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de gaz à effet de serre du gouvernement de l'Ontario et le plan pour une énergie propre aux États-Unis), leur incidence prévue sur TransAlta et le calendrier de leur mise en œuvre, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; l'issue des discussions avec le gouvernement de l'Alberta concernant l'élimination des centrales alimentées au charbon selon le Plan de leadership sur le climat; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme; les attentes concernant les prix de l'électricité; les attentes relatives aux flux de trésorerie contractuels; 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; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; les attentes quant au refinancement de la dette venant à échéance; les attentes visant à utiliser les flux de trésorerie disponibles principalement pour réduire la dette; la capacité ou notre capacité à poursuivre notre stratégie de désendettement et les risques se rapportant à ces stratégies; 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; nos attentes relativement à l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes concernant les versements de dividendes; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions 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; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; les attentes concernant la détention continue d'actions de TransAlta Renewables («TransAlta Renewables»); les attentes quant à l'incidence du transfert possible des contrats d'achat d'électricité

(«CAÉ») au Balancing Pool; et les prévisions concernant l'incidence financière de l'entente conclue avec le gouvernement de l'Alberta sur les mesures visant à réduire les inondations et la sécheresse.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours; 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, y compris l'issue de nos discussions avec le gouvernement de l'Alberta concernant la transition du charbon au gaz et aux énergies renouvelables et 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 et des marchés du crédit; les risques d'exploitation liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées à ces centrales; les interruptions au titre du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos installations; les catastrophes naturelles ou d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme et les cyberattaques; 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; notre capacité de financer nos projets de croissance; notre capacité de maintenir nos notes de crédit; 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, y compris les arbitrages en vertu des CAÉ; 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 du projet de South Hedland; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités et des initiatives de croissance existantes et proposées.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gouvernance et gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2015 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

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 ont été approuvés et 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. Les perspectives financières présentées dans le présent document ont pour objectif de fournir aux lecteurs des informations concernant les attentes raisonnables quant aux résultats prévus des activités proposées pour les périodes indiquées. Les lecteurs sont prévenus que les perspectives financières pourraient ne pas être appropriées dans d'autres circonstances. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés dans les perspectives financières se matérialiseront.

## Faits saillants

### Faits saillants financiers consolidés

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	620	641	1 680	1 672
BAIIA aux fins de comparaison <sup>1</sup>	244	219	771	677
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (retraité <sup>2</sup> )	(12)	154	56	(17)
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>1</sup>	(11)	(33)	(17)	(51)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison <sup>1</sup>	163	126	535	497
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	228	200	622	314
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison <sup>1</sup>	57	8	206	141
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué (retraité <sup>2</sup> )	(0,04)	0,55	0,19	(0,06)
Perte nette par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	(0,04)	(0,12)	(0,06)	(0,18)
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	0,57	0,45	1,86	1,78
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	0,20	0,03	0,72	0,51
Dividendes déclarés sur actions ordinaires	0,04	0,18	0,12	0,54

Aux	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Total de l'actif	10 648	10 947
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme, de la masse fiscale et des obligations au titre des contrats de location-financement <sup>3</sup> , déduction faite de la trésorerie	3 965	4 441
Total des passifs non courants	4 868	5 704

- Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 a augmenté respectivement de 25 millions de dollars et 94 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2015. L'amélioration des résultats au cours du trimestre est attribuable à des contributions positives des actifs de production à partir d'énergies renouvelables acquis au deuxième semestre de 2015, au solide rendement de notre portefeuille de production à partir du gaz et d'énergies renouvelables, et aux initiatives de réduction de coûts de mises en œuvre dans l'ensemble des centrales en 2015. Le profil des contrats et la stratégie de couverture de notre production en Alberta ont atténué l'incidence des faibles prix au cours du trimestre. Depuis le début de l'exercice, tous les secteurs, à l'exception du secteur du Charbon aux États-Unis, ont affiché des résultats semblables ou supérieurs à ceux d'il y a un an.
- Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour le trimestre ont augmenté de 37 millions de dollars pour se fixer à 163 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2015. Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison de la même période de l'exercice précédent comprenaient l'incidence sur la trésorerie des pertes subies par le secteur Commercialisation de l'énergie au deuxième trimestre. Depuis le début de l'exercice 2016, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont augmenté de 38 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, en raison de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison liée

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'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison» et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec les mesures établies selon les IFRS.

2) Les montants de 2015 ont été retraités pour tenir compte de la correction touchant l'impôt des périodes antérieures. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

3) Comprend la partie courante.

aux actifs acquis à l'exercice précédent, de la bonne performance du portefeuille d'actifs de production à partir d'énergies renouvelables et de la baisse des coûts.

- Pour le troisième trimestre de 2016, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison a été de 11 millions de dollars (perte nette de 0,04 \$ par action), une amélioration par rapport à la perte nette aux fins de comparaison de 33 millions de dollars (perte nette de 0,12 \$ par action) au troisième trimestre de 2015. Depuis le début de l'exercice, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison a été de 17 millions de dollars (perte nette de 0,06 \$ par action), une baisse par rapport à une perte nette aux fins de comparaison de 51 millions de dollars (perte nette de 0,18 \$ par action) pour la période correspondante de 2015. Les améliorations au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice sont surtout attribuables aux contributions des actifs acquis à l'exercice précédent, au solide rendement du portefeuille d'actifs de production à partir d'énergies renouvelables et aux initiatives de réduction de coûts. La hausse du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle découlant de la vente de participations ne donnant pas le contrôle additionnelles dans TransAlta Renewables au cours du dernier semestre de 2015 a annulé en partie l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires au troisième trimestre de 2016 s'est établie à 12 millions de dollars (perte nette de 0,04 \$ par action) en regard d'un résultat net de 154 millions de dollars (résultat net de 0,55 \$ par action) pour la période correspondante de 2015. Depuis le début de l'exercice, le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 56 millions de dollars (résultat net de 0,19 \$ par action) en regard d'une perte nette de 17 millions de dollars (perte nette de 0,06 \$ par action) pour la même période de 2015. Le résultat net du dernier exercice comprend le profit sur la restructuration du contrat de Poplar Creek (193 millions de dollars<sup>1</sup>), le coût du règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») (55 millions de dollars<sup>1</sup>), des frais de restructuration (8 millions de dollars<sup>1</sup> pour le trimestre et 13 millions de dollars<sup>1</sup> depuis le début de l'exercice) et une charge d'impôts de 95 millions de dollars liée à la vente d'une participation économique dans nos activités en Australie à TransAlta Renewables. Les variations négatives des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques du secteur Charbon aux États-Unis au cours du trimestre et depuis le début de l'exercice ont représenté respectivement 6 millions de dollars (5 millions de dollars<sup>1</sup>) et 24 millions de dollars (17 millions de dollars<sup>1</sup>). En 2016, le résultat net présenté au troisième trimestre et depuis le début de l'exercice comprend des pertes latentes non comparables de respectivement 13 millions de dollars (profit de 11 millions de dollars en 2015) et 54 millions de dollars (profit de 7 millions de dollars en 2015) sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables seulement aux participations ne donnant pas le contrôle.
- La diminution de 476 millions de dollars des facilités de crédit totales, de la dette à long terme, de la masse fiscale et des obligations au titre des contrats de location-financement, déduction faite de la trésorerie, est principalement attribuable au remboursement de nos facilités de crédit effectué avec les montants reçus à la vente à TransAlta Renewables de participations financières dans certains actifs canadiens conclue en janvier 2016, et aux flux de trésorerie disponibles générés par les activités. Le raffermissement du dollar canadien depuis le début de l'exercice a réduit les soldes sur la dette de 132 millions de dollars depuis décembre 2015. À la fin de septembre, notre dette libellée en dollars américains était entièrement couverte par des investissements nets dans nos actifs aux États-Unis ou par des contrats financiers.

## Faits saillants

Au cours du trimestre, nous avons poursuivi notre transition vers la production d'énergie non polluante au moyen des initiatives suivantes :

- Nous avons poursuivi la construction de la centrale de South Hedland. Au cours du trimestre, la centrale au gaz naturel a été mise en service, et les activités d'approvisionnement et de fabrication achèvent. Nous continuons de prévoir que le projet se déroulera selon le budget et l'échéancier prévus, soit au milieu de 2017.

Plus tôt cette année, nous avons également conclu les opérations suivantes en vue de renforcer notre situation financière et notre souplesse, et d'améliorer notre rendement de l'exploitation :

- En juin, notre filiale en propriété exclusive indirecte, New Richmond Wind L.P., a émis des obligations sans recours d'un montant de 159 millions de dollars qui portent intérêt à 3,963 %, dont le capital et les intérêts sont payables tous les semestres et qui viennent à échéance le 30 juin 2032. Le produit a été utilisé pour rembourser notre facilité de crédit,

---

1) Déduction faite de la charge d'impôts connexe.

rembourser une obligation de Canadian Hydro Developers, Inc. («CHD») arrivée à échéance et financer davantage la construction du projet de South Hedland.

- En janvier, nous avons conclu la vente à TransAlta Renewables d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia et dans deux centrales d'énergie renouvelable pour un produit global de 540 millions de dollars. Le produit en trésorerie de cette opération s'est élevé à 173 millions de dollars. Nous avons également reçu 15,6 millions d'actions ordinaires de TransAlta Renewables et une débenture convertible d'un montant de 215 millions de dollars.
- En mars, nos 12 millions d'actions privilégiées de série A ont atteint la première date de rajustement du taux. Environ 10,2 millions d'actions donnent maintenant droit à des dividendes à taux fixe de près de 0,68 \$ par action par année (2,7 %) jusqu'à la prochaine date de rajustement du taux en 2021 (en baisse par rapport à 1,15 \$ par action avant la conversion). De plus, environ 1,8 million d'actions ont été converties en actions privilégiées de série B, qui donnent actuellement droit à des dividendes d'environ 0,63550 \$ par action (en baisse par rapport à 1,15 \$ par action) par année (2,5 %), ajustés trimestriellement. La déclaration des dividendes continue d'être sous réserve de l'approbation du conseil d'administration de TransAlta.
- En janvier, nous avons également annoncé la baisse de notre dividende pour le faire passer de 0,72 \$ à 0,16 \$ par action ordinaire sur une base annuelle, et avons suspendu le régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires. Par conséquent, notre dividende annuel s'élève à environ 46 millions de dollars, en baisse par rapport à 205 millions de dollars, ce qui nous permettra d'accroître notre souplesse financière. La déclaration de dividendes est à la discrétion du conseil.

## Résultats d'exploitation sectoriels

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison et le rendement de l'exploitation :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Disponibilité (%)	89,0	91,2	89,1	87,3
Disponibilité ajustée (%) <sup>1</sup>	89,0	91,2	89,3	87,8
Production (GWh)	10 769	10 839	27 533	29 559
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>				
Charbon au Canada	99	101	295	267
Charbon aux États-Unis <sup>2</sup>	13	9	27	41
Gaz au Canada <sup>2</sup>	53	50	174	155
Gaz en Australie <sup>2</sup>	32	31	96	88
Énergie éolienne et énergie solaire	32	23	129	111
Hydroélectricité	19	15	62	54
Commercialisation de l'énergie	10	6	39	11
Siège social	(14)	(16)	(51)	(50)
<b>Total du BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>244</b>	<b>219</b>	<b>771</b>	<b>677</b>

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 2 millions de dollars au troisième trimestre par rapport au trimestre correspondant de 2015, tandis que, depuis le début de l'exercice, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 28 millions de dollars en regard de la période correspondante du dernier exercice. Les réductions de coûts et la disponibilité élevée résultant de la baisse de la capacité nominale au cours de l'été ont annulé en partie la hausse du coût du combustible.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars pour le trimestre comparativement à celui de la période correspondante de 2015, mais a été de 14 millions de dollars inférieur depuis le début de l'exercice par rapport à celui de la période correspondante de 2015. Une augmentation de la répartition économique causée par la baisse des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique au premier semestre de l'exercice a

1) Ajustée en fonction de la répartition économique au titre du secteur Charbon aux États-Unis.

2) Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements sur les modifications apportées à la présentation du secteur isolable Gaz.

réduit notre marge brute. Les prix ont légèrement remonté au troisième trimestre quand la totalité de notre capacité de production était disponible.

- Gaz au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 s'est établi respectivement à 53 millions de dollars et 174 millions de dollars par rapport à respectivement 50 millions de dollars et 155 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2015. La hausse du BAIIA aux fins de comparaison est attribuable aux initiatives de réduction de coûts et à la reconduction du contrat de la centrale de Poplar Creek. Les variations liées à l'évaluation à la valeur de marché latente de nos positions en gaz contrebalancent en partie ces profits.
- Gaz en Australie : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 8 millions de dollars depuis le début de l'exercice en regard de la période correspondante de 2015. L'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison en 2016 reflète essentiellement l'accroissement des paiements de capacité liés aux travaux de réticulation au titre du gaz à la centrale de Solomon. Nous avons également tiré profit de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison attribuable au gazoduc entré en service à la fin de mars 2015.
- Énergie éolienne et énergie solaire : Le BAIIA aux fins de comparaison a progressé de 9 millions de dollars au cours du trimestre et de 18 millions de dollars depuis le début de l'exercice en regard de celui des périodes correspondantes de 2015, en raison de la contribution d'actifs d'une capacité combinée de 136 MW acquis au cours du deuxième semestre de 2015. La hausse de la production de notre portefeuille et l'incidence favorable des taux de change ont plus que compensé l'incidence du recul des prix marchands en Alberta respectivement pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison au cours du troisième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice a augmenté de respectivement 4 millions de dollars et 8 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2015, en raison surtout des initiatives de réduction de coûts et de la hausse des ressources hydrauliques.
- Commercialisation de l'énergie : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté respectivement de 4 millions de dollars et 28 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2016 et depuis le début de l'exercice en regard des périodes correspondantes de 2015, en raison d'un retour à la normale de la marge brute découlant de nos stratégies à court terme et du solide rendement de tous les portefeuilles de négociation. Les résultats négatifs et les pertes au cours des mêmes périodes il y a un an étaient surtout imputables à la volatilité des marchés dans les régions de l'Alberta et du nord-ouest du Pacifique.
- Siège social : Les coûts indirects du secteur Siège social pour le trimestre ont été moins élevés qu'en 2015, car les avantages de nos initiatives de réduction de coûts ont commencé à se réaliser. Les réductions de coûts depuis le début de l'exercice ont été contrebalancées par la diminution des attributions à nos secteurs d'activité.

## Disponibilité et production

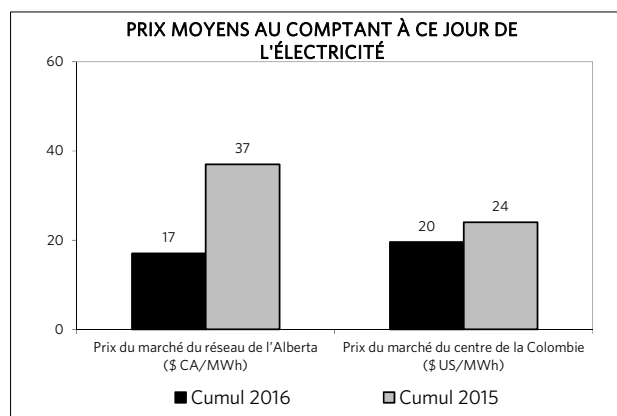
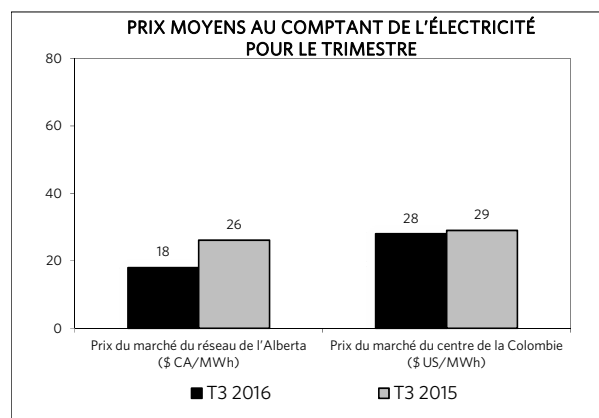
Pour le trimestre considéré, la disponibilité a baissé par rapport au trimestre correspondant de 2015 en raison surtout de la hausse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon aux États-Unis. Depuis le début de l'exercice, la disponibilité s'est améliorée par rapport à la période correspondante de 2015 du fait surtout de la diminution du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées dans le secteur Charbon au Canada.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 a diminué de 70 GWh par rapport à la période correspondante de 2015, en raison surtout de la restructuration de notre accord contractuel à la centrale de Poplar Creek au cours du troisième trimestre de 2015 et de la faiblesse des prix en Ontario. La baisse de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis et la hausse de la production à partir d'énergies renouvelables ont compensé en partie ce manque à gagner. Depuis le début de l'exercice, le manque à gagner au niveau de la production est essentiellement imputable à la restructuration du contrat de la centrale Poplar Creek et à une augmentation de la répartition économique dans le secteur Charbon aux États-Unis. La hausse de la production à partir d'énergies renouvelables et du secteur Gaz en Australie a plus que compensé le manque à gagner lié au charbon en Alberta et aux États-Unis.

## Prix de l'électricité

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 ont diminué comparativement à ceux des périodes correspondantes de 2015 tant sur les marchés de l'Alberta que sur ceux de la région du nord-ouest du Pacifique. La baisse des prix du gaz naturel a atténué la volatilité et a entraîné de bas prix tant en Alberta que dans la région du nord-ouest du Pacifique au troisième trimestre. Nous prévoyons que les prix dans les deux marchés augmenteront d'ici la fin de 2016 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel sur douze mois et d'une augmentation de la demande pendant l'hiver.

En dépit de prix beaucoup plus bas pour le trimestre et depuis le début de l'exercice, les prix réalisés pour nos actifs marchands liés au charbon demeurent dans la fourchette de 50 \$ à 55 \$ par MWh du fait de notre stratégie de couverture prudente.



## Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison

Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison 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 aux fins de comparaison représentent les flux de trésorerie provenant de nos activités, avant les variations du fonds de roulement, disponibles pour investir dans des initiatives de croissance, pour effectuer les remboursements prévus sur la dette, pour verser des dividendes sur les actions ordinaires ou pour racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement ne font pas partie de ce calcul afin de ne pas fausser le montant des fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison et des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison en tenant compte de 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 aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.



	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	228	200	622	314
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(80)	(81)	(134)	166
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement</b>	<b>148</b>	<b>119</b>	<b>488</b>	<b>480</b>
Ajustements				
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	13	6	42	8
Coûts de restructuration	1	1	1	8
Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite des recouvrements d'assurance	-	-	-	1
Divers	1	-	4	-
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>163</b>	<b>126</b>	<b>535</b>	<b>497</b>
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(62)	(79)	(187)	(253)
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	1	2	1	2
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(12)	(32)	(35)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(35)	(29)	(111)	(70)
<b>Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison</b>	<b>57</b>	<b>8</b>	<b>206</b>	<b>141</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	281	288	279
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,57</b>	<b>0,45</b>	<b>1,86</b>	<b>1,78</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,20</b>	<b>0,03</b>	<b>0,72</b>	<b>0,51</b>

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ont respectivement augmenté de 49 millions de dollars et 65 millions de dollars, par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2015, par suite de la hausse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et du recul des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancés par l'accroissement des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle. Les distributions plus élevées versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle découlent de la vente d'actions additionnelles de TransAlta aux détenteurs de participations ne détenant pas le contrôle en 2015 et en 2016.

La baisse des dépenses d'investissement de maintien depuis le début de l'exercice s'explique en partie par le calendrier des activités d'entretien d'envergure prévues. Les travaux d'entretien d'envergure de la centrale Keephills 1 ont commencé le 11 septembre 2016 et ont été achevés le 9 octobre 2016, tandis que notre partenaire à la centrale Genesee 3 a commencé les travaux d'entretien d'envergure le 7 octobre 2016. Les dépenses d'investissement de maintien devraient se situer entre 270 millions de dollars et 300 millions de dollars en 2016, soit un niveau similaire à celui d'il y a un an.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du BAIIA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
BAIIA aux fins de comparaison	244	219	771	677
Charge d'intérêts	(57)	(58)	(172)	(167)
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(7)	(29)	(6)	7
Charge d'impôt exigible	(6)	(1)	(17)	(12)
Provisions	1	1	(6)	(3)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(7)	(15)	(20)
Profit de change réalisé	3	3	2	16
Recouvrements d'assurance sur le capital	(1)	(2)	(1)	(2)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(7)	-	(21)	1
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>163</b>	<b>126</b>	<b>535</b>	<b>497</b>

Pour le troisième trimestre de 2016, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont totalisé 163 millions de dollars, une hausse de 37 millions de dollars comparativement au troisième trimestre de 2015. Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison pour le troisième trimestre de 2015 reflètent l'incidence des pertes évaluées à la valeur du marché qui ont été comptabilisées au titre du BAIIA aux fins de comparaison au cours du deuxième trimestre de 2015. Pour l'exercice considéré, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison excluent les profits évalués à la valeur du marché de 6 millions de dollars comptabilisés au titre du BAIIA aux fins de comparaison, mais qui n'ont pas encore été réalisés, et une hausse de 15 millions de dollars au titre des créances à long terme du fait que ces produits ne seront pas recouverts avant 2018.

### 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 aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés

Aux	30 sept. 2016 <sup>1</sup>	31 déc. 2015
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	778	740
Ajouter : intérêts sur la dette déduction faite des intérêts incorporés au coût de l'actif	225	223
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts</b>	<b>1 003</b>	<b>963</b>
Intérêt sur la dette	239	232
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées	21	23
<b>Intérêts ajustés</b>	<b>260</b>	<b>255</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)</b>	<b>3,9</b>	<b>3,8</b>

1) Douze derniers mois. Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison en 2016 est de 755 millions de dollars à 835 millions de dollars.

Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés est de quatre à cinq fois. Le ratio s'est établi à 3,9 au cours des douze derniers mois, soit un niveau comparable à celui de l'exercice précédent.

#### Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée

Aux	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison <sup>1</sup>	778	740
Déduire : 50 % des dividendes versés sur actions privilégiées <sup>1</sup>	(21)	(23)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés<sup>1</sup></b>	<b>757</b>	<b>717</b>
Dette à long terme à la fin de la période <sup>2</sup>	4 122	4 495
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(157)	(54)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>3</sup>	(134)	(190)
<b>Dette nette ajustée</b>	<b>4 302</b>	<b>4 722</b>
<b>Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)</b>	<b>17,6</b>	<b>15,2</b>

Notre ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée s'est amélioré pour s'établir à 17,6 %, en raison principalement du raffermissement du dollar canadien en 2016 et du remboursement de la dette. En plus des instruments de couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères, nous avons également utilisé une tranche de la dette libellée en dollars américains pour couvrir notre investissement net dans des actifs américains. Le calcul du ratio de la dette nette ajustée ci-dessus ne tient pas compte de la variation de la valeur de nos actifs nets américains de 69 millions de dollars depuis le début de l'exercice. Notre ratio cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée est de 20 % à 25 %.

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

Aux	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Dette à long terme à la fin de la période <sup>2</sup>	4 122	4 495
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(157)	(54)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette <sup>3</sup>	(134)	(190)
<b>Dette nette ajustée</b>	<b>4 302</b>	<b>4 722</b>
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>1 039</b>	<b>945</b>
<b>Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)</b>	<b>4,1</b>	<b>5,0</b>

Au cours de l'exercice, nous avons obtenu un meilleur ratio par rapport à celui au 31 décembre 2015, du fait surtout de la baisse du solde de la dette découlant du raffermissement du dollar canadien et du remboursement de la dette. En plus des instruments de couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères, nous avons également utilisé une tranche de la dette libellée en dollars américains pour couvrir notre investissement net dans des actifs américains. Le calcul du ratio de la dette nette ajustée ci-dessus ne tient pas compte de la variation de la valeur de nos actifs nets américains de 69 millions de dollars depuis le début de l'exercice. 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.

1) Douze derniers mois. Notre fourchette cible au titre des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison en 2016 est de 755 millions de dollars à 835 millions de dollars.

2) Comprend les obligations au titre des contrats de location-financement et le financement de la masse fiscale.

3) Comprisedans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés au 30 septembre 2016 et au 31 décembre 2015.

## Événements importants

### Résiliation des CAÉ des centrales de Sundance, de Sheerness et de Keephills

En mars et en mai 2016, les acheteurs visés par les CAÉ réglementés liés aux centrales de Sundance, de Sheerness et de Keephills ont annoncé leur intention de résilier leur contrat et de transférer leurs obligations respectives en vertu des CAÉ au Balancing Pool en raison d'une modification législative en Alberta. Par conséquent, le Balancing Pool a entrepris une enquête pour déterminer si ces transferts sont permis aux termes des CAÉ dans les circonstances et, le cas échéant, à quel moment ils pourraient entrer en vigueur. Le Balancing Pool a depuis indiqué que son enquête ne sera achevée qu'après la conclusion de la poursuite déposée le 25 juillet 2016 par le procureur de la province d'Alberta. Dans le cadre de cette poursuite, il demande réparation à tous les acheteurs ayant l'intention de transférer leurs obligations respectives en vertu des CAÉ, au titulaire du CAÉ de Battle River 5, à l'Alberta Utilities Commission et au Balancing Pool. Il conteste, notamment, le fondement sur lequel les acheteurs s'appuient pour tenter de transférer leurs obligations en vertu des CAÉ au Balancing Pool. Le dénouement de la poursuite du procureur de la province d'Alberta et l'issue de l'enquête par le Balancing Pool demeurent incertains.

Si le Balancing Pool confirme les transferts, il assumera le rôle et les responsabilités des acheteurs aux termes des CAÉ, y compris la répartition des unités de production et les paiements en matière de capacité et d'énergie à TransAlta jusqu'à l'échéance des CAÉ. Conformément à l'*Electric Utilities Act* (Alberta), il pourrait aussi choisir de résilier les CAÉ une fois les exigences de la loi satisfaites, ce qui donnerait lieu au paiement à TransAlta d'un montant égal à la valeur comptable nette de clôture des unités de production. TransAlta est d'avis que le transfert des CAÉ au Balancing Pool n'aura pas d'incidence importante sur ses activités.

En dépit de tous les événements qui précèdent, TransAlta continue d'exploiter les unités de production assorties de CAÉ dans le cours normal des activités et reçoit les paiements en matière de capacité et d'énergie qui lui sont dus en vertu des CAÉ.

### Renouvellement de la facilité de crédit

En août, nous avons prolongé d'un an l'échéance de notre facilité consortiale et de trois facilités de crédit bilatérales, soit respectivement jusqu'en 2020 et 2018. Les principales modalités et clauses restrictives demeurent inchangées. La prolongation des facilités nous donne une souplesse financière pour réaliser notre transition financière.

### Perspectives sur les notes de crédit

Au 30 septembre 2016, nous conservons des notes de crédit de première qualité auprès de trois agences de crédit, mais au cours du premier trimestre de 2016, DBRS et Fitch ont changé la perspective pour la faire passer de stable à négative. La perspective négative reflète la baisse des prix de l'énergie et les inquiétudes au sujet de la transition de la production vers une énergie moins polluante que le charbon en Alberta. Nous demeurons axés sur le raffermissement de notre situation financière au moyen de la réduction de notre dette au titre de notre structure du capital et de la conclusion d'une entente équitable avec le gouvernement de l'Alberta afin de l'aider à atteindre son objectif visant la transition vers une production axée sur du gaz ou des énergies renouvelables dans la province.

### Conversion des actions privilégiées de série A en actions privilégiées de série B

Le 17 mars 2016, 1 824 620 des 12 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A ont été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B. Pour les cinq prochains exercices, les actions de série A donneront droit à des dividendes en espèces à taux fixe cumulatifs privilégiés de 0,67725 \$ par action annuellement (en baisse par rapport à 1,15 \$ par action), sous réserve de la déclaration de dividendes par le conseil d'administration. Les actions de série B verseront des dividendes en espèces à taux variable cumulatifs privilégiés sur une base trimestrielle déterminés selon le total du taux des bons du Trésor du gouvernement du Canada à 90 jours plus 2,03 %. Pour le troisième trimestre de 2016, le taux de dividende trimestriel sur une base annualisée pour les actions de série B pour la période de trois mois à taux variable s'établit à 0,64255 \$ par action.

### **Projet de South Hedland**

Nous avons poursuivi la construction du projet de South Hedland. La majorité des principales pièces d'équipement est arrivée sur le site. L'installation du nouveau raccord pour le gaz combustible et les travaux de haute tension ont avancé, le nouveau transformateur ayant été raccordé et mis sous tension. La première alimentation au gaz naturel a eu lieu au moment de l'achèvement des activités d'approvisionnement et de fabrication. Nous continuons de prévoir que le projet se déroulera selon le budget et l'échéancier prévus, soit au milieu de 2017.

### **Progrès de la législation environnementale**

Se reporter à la rubrique «Capital touchant l'environnement et les collectivités locales» de notre rapport de gestion annuel de 2015 pour obtenir des détails qui complètent les événements récents analysés ci-après.

#### ***Alberta***

Le 22 novembre 2015, le gouvernement de l'Alberta a annoncé, par l'entremise de son Plan de leadership sur le climat, son intention d'éliminer graduellement les émissions provenant de la production d'électricité à partir du charbon d'ici 2030, de remplacer les deux tiers de la production à partir du charbon par une production à partir d'énergies renouvelables et d'imposer un nouveau coût au titre du carbone de 30 \$ par tonne de CO<sub>2</sub> émis selon les normes d'émission du secteur, entre autres. Le 16 mars 2016, le gouvernement de l'Alberta a annoncé la nomination d'un animateur des discussions sur l'élimination progressive de la production à partir du charbon afin d'établir une collaboration avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, l'Alberta Electric System Operator et le gouvernement de l'Alberta dans le but d'élaborer des solutions à ce titre d'ici 2030. L'animateur des discussions sur l'élimination progressive de la production à partir du charbon devait présenter des options au gouvernement qui visent à maintenir la fiabilité du réseau électrique de l'Alberta, maintenir la stabilité des prix pour les consommateurs et éviter la non-utilisation des actifs sans motif valable. Des discussions avec les propriétaires de centrales alimentées au charbon, y compris TransAlta, ont été tenues, et un rapport aux fins d'examen a été préparé pour le gouvernement provincial.

Le 24 mai 2016, l'Alberta a adopté la loi intitulée *Climate Leadership Implementation Act* qui met en place le cadre pour la taxe sur le carbone dans le cadre de son application aux combustibles. D'autres règlements devraient s'ajouter plus tard en 2016 afin de déterminer le traitement fiscal pour les grands émetteurs industriels. Le Plan de leadership sur le climat sera mis en œuvre pour le secteur de l'électricité le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

En mars 2016, l'Alberta a entamé son processus d'approvisionnement en énergie renouvelable conçu pour permettre à l'Alberta Electric System Operator de fournir un premier lot de projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables devant être mis en service d'ici le milieu de 2019. Une décision sur les paramètres de conception définitifs devrait être rendue d'ici la fin de 2016. 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.

#### ***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 doivent entrer en vigueur le 1<sup>er</sup> 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.

#### ***Gouvernement fédéral canadien***

Le 3 octobre 2016, le gouvernement fédéral canadien a annoncé son intention de mettre en place une tarification pancanadienne établie en fonction des émissions de gaz à effet de serre. Dans le cadre de cette approche, qui commencera en 2018, le prix de l'équivalent en dioxyde de carbone émis sera établi à 10 \$ la tonne et atteindra 50 \$ la tonne en 2022. Chaque province pourra prendre les mesures nécessaires à l'égard de l'application de cette tarification. Nous ne savons pas si ce type de mécanisme aura une incidence sur nos activités.

#### ***États-Unis et région du nord-ouest du Pacifique des États-Unis***

Le 9 février 2016, la Cour suprême des États-Unis a suspendu la mise en œuvre du plan pour une énergie propre sous réserve d'un examen visant à déterminer la légalité des règlements. Il est impossible d'établir quelle sera l'incidence de la décision sur l'avenir du plan pour une énergie propre. En raison de notre entente de 2011 conclue avec l'État de Washington relativement à

la transition vers d'autres énergies que le charbon, nous ne prévoyons pas que les règlements proposés auront une incidence importante sur nos activités aux États-Unis.

## Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison

En janvier 2016, nous avons commencé à présenter les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie comme des secteurs d'activité distincts. Auparavant, ces secteurs étaient présentés comme un seul secteur, celui du Gaz. Le secteur a été séparé en fonction des zones géographiques de façon à fournir plus de renseignements à nos lecteurs. Voir la rubrique «Modifications comptables de l'exercice considéré» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour une analyse de ces éléments, y compris, s'il y a lieu, les rapprochements avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

### Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Disponibilité (%)	85,1	85,7	85,8	81,6
Production assujettie à des contrats (GWh)	5 160	5 521	14 414	14 702
Production marchande (GWh)	1 000	807	2 895	2 786
Total de la production (GWh)	6 160	6 328	17 309	17 488
Capacité installée brute (MW)	3 791	3 786	3 791	3 786
Produits des activités ordinaires	253	253	716	704
Combustible et achats d'électricité	105	100	278	282
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>148</b>	153	<b>438</b>	422
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	51	133	148
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	3	10	9
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	(2)	-	(2)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>99</b>	101	<b>295</b>	267
Amortissement	75	78	230	224
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>24</b>	23	<b>65</b>	43
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	5	14	18	37
Dépenses d'investissement liées aux mines	8	5	15	17
Contrats de location-financement	4	3	10	9
Entretien planifié d'envergure	21	22	71	99
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>38</b>	44	<b>114</b>	162
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	-	(2)	-	(2)
<b>Montant net</b>	<b>38</b>	42	<b>114</b>	160

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 a diminué de 168 GWh par rapport à la période correspondante de 2015, en raison de la hausse du nombre d'interruptions non planifiées. La baisse de la capacité nominale au cours de l'été a contrebalancé en partie les interruptions non planifiées. En dépit du contexte de bas prix actuel, nous avons subi une baisse des réductions au titre des acheteurs en vertu des CAÉ au cours de la période. La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 a diminué de 179 GWh par rapport à la période correspondante de 2015, en raison surtout de la hausse des réductions au premier semestre de l'exercice et de la répartition économique, contrebalancées en partie par une baisse du nombre d'interruptions (planifiées et non planifiées), ainsi que par une diminution de la capacité nominale.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour le trimestre clos le 30 septembre 2016 a reculé de 2 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, en raison surtout de la hausse des coûts du combustible causée par les pluies abondantes et les interruptions non planifiées à nos activités minières au cours de l'été, contrebalancée en partie par une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au moyen de réductions de coûts et d'une baisse des attributions au siège social. Notre stratégie de couverture a atténué l'incidence des faibles prix de l'électricité sur la production qui n'est pas visée par des contrats. Le BAIIA aux fins de comparaison pour les neuf mois clos le 30 septembre 2016 a augmenté de 28 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, ce qui reflète essentiellement une diminution des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, et une hausse des prix réalisés dans un contexte de bas prix.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 a diminué de 3 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015, du fait surtout de la diminution des mises hors service d'immobilisations. L'amortissement pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 a augmenté de 6 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, du fait principalement de la hausse des mises hors service d'immobilisations et du calendrier des dépenses d'investissement.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, les dépenses d'investissement de maintien ont été respectivement moins élevées de 6 millions de dollars et 48 millions de dollars, comparativement aux périodes correspondantes de 2015, en raison principalement de la baisse des travaux d'entretien courants et d'une interruption importante additionnelle pour les neuf premiers mois de 2015.

## Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015 <sup>2</sup>	2016	2015 <sup>2</sup>
Disponibilité (%)	91,5	99,7	86,8	87,1
Disponibilité ajustée (%) <sup>1</sup>	91,5	99,7	87,9	89,8
Volume des ventes contractuelles (GWh)	925	704	2 756	2 089
Volume des ventes marchandes (GWh)	2 385	2 021	2 972	3 357
Achats d'électricité (GWh)	(1 093)	(849)	(2 961)	(2 298)
Total de la production (GWh)	2 217	1 876	2 767	3 148
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	149	146	264	293
Combustible et achats d'électricité	121	122	196	213
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>28</b>	<b>24</b>	<b>68</b>	<b>80</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	14	15	38	37
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	-	3	2
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>13</b>	<b>9</b>	<b>27</b>	<b>41</b>
Amortissement	25	15	49	47
<b>Pertes d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>(12)</b>	<b>(6)</b>	<b>(22)</b>	<b>(6)</b>

### Dépenses d'investissement de maintien :

Dépenses d'investissement courantes	-	1	2	2
Contrats de location-financement	-	1	2	2
Entretien planifié d'envergure	-	1	11	10
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>15</b>	<b>14</b>

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

2) Retraités pour inclure les coûts d'origine liés au secteur Gaz aux États-Unis, qui n'est pas exploité. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la production a augmenté de 341 GWh par rapport à la période correspondante de 2015, en raison principalement d'une baisse de la répartition économique. Cette augmentation a été annulée en partie par une hausse des interruptions non planifiées. Ces interruptions non planifiées n'ont pas eu d'incidence importante sur notre résultat. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la production a reculé de 381 GWh par rapport à la période correspondante de 2015, en raison principalement d'une augmentation de la répartition économique au premier semestre de l'exercice. La baisse des prix au cours du premier semestre de 2016 nous a donné l'occasion de fermer notre centrale plus tôt et de satisfaire à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché.

Le BAIIA aux fins de comparaison s'est amélioré de 4 millions de dollars au troisième trimestre de 2016 par rapport à la même période de 2015, grâce principalement à une baisse des imputations pour dépréciation d'actifs liés au charbon et à une hausse de la production attribuable à une baisse de la répartition économique, le tout contrebalancé en partie par une diminution des prix au titre de notre production non visée par des contrats. Depuis le début de l'exercice, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 14 millions de dollars par rapport à la même période de 2015, du fait de l'incidence défavorable de la répartition économique au premier trimestre causée par les prix plus faibles et les effets néfastes de l'évaluation à la valeur du marché sur certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par les bas prix du charbon et une baisse des imputations pour dépréciation d'actifs liés au charbon.

Au cours du troisième trimestre de 2016, la dotation aux amortissements a augmenté de 10 millions de dollars en raison de la baisse des taux d'actualisation appliqués à notre obligation liée au démantèlement de la mine de Centralia, par rapport au trimestre correspondant de 2015. Puisque la mine fait actuellement l'objet d'une remise en état, l'ajustement est porté directement en résultat.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, les dépenses d'investissement de maintien ont reculé de 3 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, en raison principalement du calendrier des dépenses, la majeure partie des travaux d'entretien ayant été effectués au premier semestre de l'exercice.

## Gaz au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Disponibilité (%)	89,9	91,8	95,0	95,3
Production assujettie à des contrats (GWh)	700	942	2 154	2 991
Production marchande (GWh)	187	365	253	1 420
Total de la production (GWh)	887	1 307	2 407	4 411
Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	1 057	1 057	1 057	1 057
Produits des activités ordinaires	115	119	342	375
Combustible et achats d'électricité	49	50	126	164
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>66</b>	<b>69</b>	<b>216</b>	<b>211</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	19	41	54
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	-	1	2
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>174</b>	<b>155</b>
Amortissement	25	23	80	69
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>28</b>	<b>27</b>	<b>94</b>	<b>86</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	1	2	3	5
Entretien planifié d'envergure	1	8	3	20
<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>25</b>

1) Comprend la capacité de production de la centrale de Fort Saskatchewan, qui a été comptabilisée à titre de contrat de location-financement. Au cours de 2015, le contrôle de l'exploitation de notre centrale de Poplar Creek a été transféré à Suncor. Nous détenons toujours une portion de la centrale et avons inclus celle-ci en tant que partie intégrante des mesures de notre capacité brute. La centrale de Poplar Creek a été retirée de nos mesures de disponibilité et de production à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2015.



La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 a diminué de respectivement 420 GWh et 2 004 GWh, surtout du fait de la restructuration de notre contrat avec Suncor à la centrale de Poplar Creek au cours du troisième trimestre de 2015 et des bas prix de l'électricité en Ontario.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 a augmenté respectivement de 3 millions de dollars et 19 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2015, en raison d'une variation liée à l'évaluation à la valeur du marché latente de notre position en gaz sur douze mois, de la restructuration du contrat de la centrale de Poplar Creek et des initiatives de réduction de coûts.

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 s'est accrue de respectivement 2 millions de dollars et 11 millions de dollars, comparativement aux périodes correspondantes de 2015, surtout du fait de la restructuration du contrat de Poplar Creek, ce qui a donné lieu à la décomptabilisation de Poplar Creek au titre des immobilisations corporelles et à la comptabilisation d'une créance liée à un contrat de location-financement. Nous comptabilisons la diminution d'une créance liée à un contrat de location-financement comme étant une augmentation comparable de l'amortissement, puisque ce montant ainsi que les produits tirés des contrats de location-financement font partie des produits aux fins de comparaison à titre d'approximation des produits fondés sur la capacité obtenus de la centrale. Ce facteur a été contrebalancé en partie par une baisse des mises hors service d'immobilisations et un recul des dépenses d'investissement.

Les dépenses d'investissement de maintien ont reculé de respectivement 8 millions de dollars et 19 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, surtout en raison de la remise en état d'un moteur de rechange au cours du premier trimestre de 2015. En outre, l'obligation visant l'entretien de la centrale de Poplar Creek a été transférée à notre client dans le cadre d'un nouveau contrat.

## Gaz en Australie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Disponibilité (%)	96,6	96,6	93,7	92,7
Production assujettie à des contrats (GWh)	389	367	1 132	1 023
Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	425	348	425	348
Produits des activités ordinaires	43	42	130	121
Combustible et achats d'électricité	5	6	16	16
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>38</b>	<b>36</b>	<b>114</b>	<b>105</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	5	18	17
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>32</b>	<b>31</b>	<b>96</b>	<b>88</b>
Amortissement	5	5	13	14
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>27</b>	<b>26</b>	<b>83</b>	<b>74</b>

### Dépenses d'investissement de maintien :

Dépenses d'investissement courantes	-	1	1	2
Entretien planifié d'envergure	6	3	11	3
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>12</b>	<b>5</b>

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 a augmenté de 22 GWh par rapport à la période correspondante de 2015 en raison de la forte demande de la clientèle. Depuis le début de l'exercice, la production s'est accrue de 109 GWh comparativement à la période correspondante de 2015, principalement par suite d'un changement dans le régime d'importation de l'électricité à l'emplacement de l'un de nos clients. En raison de la nature de notre contrat, la variation n'a pas eu d'incidence financière importante étant donné que nos contrats sont structurés sous forme de paiements de capacité et renferment des dispositions de transfert au titre du combustible et des coûts variables.

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

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 a augmenté de 8 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2015, en raison surtout de l'accroissement des paiements de capacité liés à des travaux de réticulation au titre du gaz à la centrale de Solomon réalisés en mai 2016. Depuis le début de l'exercice, nous avons également tiré profit de la hausse du BAIIA aux fins de comparaison grâce au gazoduc qui est entré en service à la fin de mars 2015.

Les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 7 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 par rapport aux périodes correspondantes de 2015 en raison du calendrier et des dépenses accrues liées aux activités d'entretien d'envergure prévues.

## Énergie éolienne et énergie solaire

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Disponibilité (%)	94,1	95,7	95,3	95,3
Production assujettie à des contrats (GWh)	425	339	1 622	1 427
Production marchande (GWh)	206	200	871	697
Total de la production (GWh)	631	539	2 493	2 124
Capacité installée brute (MW) <sup>1</sup>	1 408	1 375	1 408	1 375
Produits des activités ordinaires	49	38	188	160
Combustible et achats d'électricité	3	3	15	9
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>46</b>	35	<b>173</b>	151
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	11	39	35
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	1	6	5
Autres résultats d'exploitation, montant net	(1)	-	(1)	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>32</b>	23	<b>129</b>	111
Amortissement	29	26	88	70
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>3</b>	(3)	<b>41</b>	41
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	2	1
Entretien planifié d'envergure	2	4	8	10
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>3</b>	5	<b>10</b>	11
Recouvrements d'assurance au titre des dépenses d'investissement de maintien	(1)	-	(1)	-
<b>Montant net</b>	<b>2</b>	5	<b>9</b>	11

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 a augmenté de respectivement 92 GWh et 369 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2015, en raison notamment de la contribution des actifs acquis au cours du deuxième semestre de 2015 et de l'amélioration des ressources d'énergie éolienne dans l'ensemble des parcs éoliens dans l'ouest du Canada et aux États-Unis.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 a augmenté de respectivement 9 millions de dollars et 18 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2015, en raison surtout de la contribution de respectivement 5 millions de dollars et 15 millions de dollars des actifs acquis en 2015. La hausse de la production de notre portefeuille et un dollar canadien plus fort ont compensé l'incidence du recul des prix marchands en Alberta respectivement pour le troisième trimestre et la période depuis le début de l'exercice.

1) Notre capacité de 2015 ne comprend pas les acquisitions réalisées au cours du deuxième semestre de 2015.

La dotation aux amortissements s'est accrue de respectivement 3 millions de dollars et 18 millions de dollars pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, par rapport aux périodes correspondantes de 2015, en raison essentiellement de l'ajout des actifs acquis au cours du deuxième semestre de 2015.

Les dépenses d'investissement de maintien pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 ont reculé de respectivement 2 millions de dollars et 1 million de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2015, en raison du calendrier des dépenses.

## Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Production assujettie à des contrats (GWh)	450	381	1 349	1 286
Production marchande (GWh)	35	41	76	79
Total de la production (GWh)	485	422	1 425	1 365
Capacité installée brute (MW)	926	913	926	913
Produits des activités ordinaires	30	28	96	91
Combustible et achats d'électricité	2	2	6	6
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>28</b>	<b>26</b>	<b>90</b>	<b>85</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	8	9	25	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	3	3
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>19</b>	<b>15</b>	<b>62</b>	<b>54</b>
Amortissement	7	7	20	19
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>12</b>	<b>8</b>	<b>42</b>	<b>35</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes, à l'exclusion de la prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	2	-	4	-
Prolongation de la durée des centrales hydroélectriques	3	3	9	14
Entretien planifié d'envergure	3	3	5	6
<b>Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>18</b>	<b>20</b>
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	-	1	-	1
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>18</b>	<b>21</b>

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 a augmenté de respectivement 63 GWh et 60 GWh en regard des périodes correspondantes de 2015, en raison surtout de l'amélioration des ressources hydrauliques.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de respectivement 4 millions de dollars et 8 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2015, en raison notamment des initiatives de réduction de coûts et d'une hausse de la production en dépit d'une conjoncture défavorable. La période de trois mois close le 30 septembre 2016 comprenait également une marge brute additionnelle générée par le recours à la souplesse de la gestion de l'eau de notre portefeuille.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, les dépenses d'investissement de maintien ont reculé de 2 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015, par suite de la baisse des dépenses découlant des projets de prolongation de la durée de centrales hydroélectriques, contrebalancée en partie par la hausse des dépenses d'investissement courantes.

## Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	16	10	59	24
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	4	20	13
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>39</b>	<b>11</b>
Amortissement	1	-	2	-
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>37</b>	<b>11</b>

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, le BAIIA aux fins de comparaison a connu une hausse de 4 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015, en raison principalement du solide rendement de nos portefeuilles de gaz naturel et de négociation en Alberta et dans l'ouest des États-Unis.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 28 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2015, en raison surtout d'un retour à la normale de la marge brute provenant des stratégies à court terme et du solide rendement de tous les portefeuilles de négociation. Au cours du deuxième trimestre de 2015, la volatilité imprévue des marchés en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique a eu une incidence négative sur la marge brute.

## Siège social

Les frais engagés par le secteur Siège social sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	16	51	50
Amortissement	7	7	20	20
<b>Pertes d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>71</b>	<b>70</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	5	6	12	15

Les coûts indirects du secteur Siège social pour le trimestre ont été inférieurs à ceux de la période correspondante de 2015, puisque nous avons réalisé des bénéfices par suite des réductions de coûts qui ont été contrebalancés par une baisse des attributions à nos secteurs d'activité.

## Autre analyse consolidée

### Impôts sur le résultat

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat, exclusion faite des éléments non comparables :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Résultat avant impôts sur le résultat	12	219	61	175
Ajustements aux fins de comparaison :				
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	6	(26)	24	47
Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle au titre de contrats de change intersociétés	4	(1)	-	-
Reprises de dépréciation d'actifs	-	-	-	(1)
Frais de restructuration	1	11	1	18
Profit à la vente d'actifs	-	(263)	-	(263)
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance	-	-	-	1
Autres profits d'exploitation, montant net	-	56	-	56
Résultat aux fins de comparaison avant impôts	23	(4)	86	33
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux fins de comparaison avant impôts	(29)	(11)	(74)	(42)
<b>Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison assujéti à l'impôt</b>	<b>(6)</b>	<b>(15)</b>	<b>12</b>	<b>(9)</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat ( <i>retraité</i> <sup>1)</sup> )	(2)	31	(44)	109
Ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison :				
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	1	(9)	7	16
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la provision pour frais de restructuration	-	3	-	5
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	-	(70)	-	(70)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la (réduction) reprise de valeur d'actifs d'impôt différé	(5)	50	41	62
Charge d'impôts sur le résultat liée au placement dans une filiale ( <i>retraité</i> <sup>1)</sup> )	-	-	(3)	(95)
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition des sociétés	-	-	(1)	(20)
Charge d'impôts sur le résultat liée à des éléments non comparables attribuables aux couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle au titre de contrats de change intersociétés	1	-	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux autres pertes d'exploitation, montant net	-	1	-	1
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison</b>	<b>(5)</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>8</b>
Charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	-	(3)	(1)
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison attribuable aux actionnaires de TransAlta</b>	<b>(5)</b>	<b>6</b>	<b>(3)</b>	<b>7</b>
<b>Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison (%)</b>	<b>83</b>	<b>40</b>	<b>25</b>	<b>78</b>

1) Les montants de 2015 ont été retraités pour tenir compte d'une correction apportée à la période précédente. Se reporter à la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la charge d'impôts sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison a diminué en regard des périodes correspondantes de 2015, du fait principalement de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison a augmenté pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016 en regard de la période correspondante de 2015, en raison principalement de l'incidence de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, des parties non imposables des profits de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères et d'une variation du montant des résultats entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes a été réalisé.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 a diminué en regard de la période correspondante de 2015, en raison principalement de l'incidence de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, des parties non imposables des profits de change au titre de la dette libellée en monnaies étrangères et d'une variation du montant des résultats entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes a été réalisé.

Tel qu'il a été présenté dans des périodes antérieures, nous avons sorti certains actifs d'impôt différé du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que ces actifs puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Au troisième trimestre de 2016, compte tenu des profits latents sur des placements et des instruments de couverture, la Société a conclu qu'elle pourrait utiliser les pertes fiscales sous-jacentes et que, par conséquent, une reprise des réductions de valeur précédentes pourrait être effectuée. Par conséquent, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 5 millions de dollars (reprise de réduction de valeur de 44 millions de dollars au 30 septembre 2015), et pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé une reprise de réduction de valeur de 41 millions de dollars (reprise de réduction de valeur de 56 millions de dollars au 30 septembre 2015).

En 2016, une réorganisation de certaines filiales de TransAlta a été effectuée dans le cadre du financement du projet de New Richmond. La réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 3 millions de dollars. En 2015, afin de tenir compte de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines filiales de TransAlta a été faite. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015, la réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 95 millions de dollars au titre du placement de TransAlta dans une filiale. Pour les deux exercices, le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant puisque, avant les réorganisations, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.

## Structure du capital et situation de trésorerie

Notre structure du capital comprenait les composantes qui suivent :

Aux	30 sept. 2016		31 déc. 2015	
	\$	%	\$	%
Dettes avec recours - débiteures en dollars canadiens	1 044	12	1 044	12
Dettes avec recours - billets de premier rang en dollars américains	2 092	25	2 221	26
Facilités de crédit	-	-	315	4
Financement de la masse fiscale aux États-Unis	38	1	50	1
Divers	16	-	17	-
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(157)	(2)	(54)	(1)
Déduire : juste valeur positive des instruments de couverture sur la dette	(134)	(1)	(190)	(2)
Dettes avec recours	2 899	35	3 403	40
Dettes sans recours	857	10	766	9
Obligations au titre des contrats de location-financement	75	1	82	1
Total de la dette nette	3 831	46	4 251	50
Participations ne donnant pas le contrôle	1 129	14	1 029	12
Capitaux propres attribuables aux actionnaires				
Actions ordinaires	3 093	37	3 075	35
Actions privilégiées	942	11	942	11
Surplus d'apport, déficit et cumul des autres éléments du résultat global	(627)	(8)	(656)	(8)
<b>Total du capital</b>	<b>8 368</b>	<b>100</b>	<b>8 641</b>	<b>100</b>

Au cours du troisième trimestre, nous avons prolongé d'un an l'échéance de notre facilité consortiale et de trois facilités de crédit bilatérales, soit respectivement jusqu'en 2020 et 2018. Les principales modalités et clauses restrictives demeurent inchangées. La prolongation des facilités nous donne une souplesse financière pour réaliser notre transition financière.

Au début de l'exercice, New Richmond Wind L.P., notre filiale en propriété indirecte, a émis une obligation sans recours d'un montant de 159 millions de dollars. CHD, une filiale en propriété indirecte, a remboursé une débenture sans recours de 27 millions de dollars, portant intérêt à 5,69 %, venue à échéance et a racheté de façon anticipée des obligations sans recours de 10 millions de dollars, venant à échéance en 2018 et portant intérêt à un taux nominal de 5,77 % et 7,03 %.

Nous avons également payé un solde d'environ 315 millions de dollars sur les facilités de crédit grâce à une combinaison de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et d'un produit en trésorerie de 173 millions de dollars tiré de la vente à TransAlta Renewables d'une participation financière dans la centrale de cogénération de Sarnia de 506 MW et de deux centrales à base d'énergie renouvelable.

L'affaiblissement du dollar américain a réduit nos soldes sur la dette à long terme de 132 millions de dollars depuis le 31 décembre 2015. La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte par des contrats financiers ou des 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 :

Neuf mois clos le 30 sept.	2016
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net) et créances au titre de contrats de location-financement	(69)
Couvertures de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(58)
Couvertures économiques et autres	(5)
<b>Total</b>	<b>(132)</b>

Des titres d'emprunt avec recours et sans recours, totalisant environ 1,5 milliard de dollars, arriveront à échéance en 2017 et 2018. Nous prévoyons refinancer une partie de ces titres arrivant bientôt à échéance en empruntant des fonds garantis par certains de nos actifs faisant l'objet de contrats au Canada et aux États-Unis au moyen des liquidités existantes et en utilisant la trésorerie générée par nos activités. En janvier, nous avons annoncé que nous allions réduire notre dividende afin d'accroître notre souplesse financière.

### Facilités de crédit

Nos facilités de crédit procurent des liquidités considérables. Au 30 septembre 2016, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2015), dont un montant de 1,5 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2015) était disponible. Nous respectons les modalités des facilités de crédit. Au 30 septembre 2016, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,6 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2015), ce qui correspondait à des emprunts réels de néant (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2015) et à des lettres de crédit de 0,6 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2015). 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 venant à échéance en 2017 et trois facilités de crédit bilatérales venant à échéance en 2018.

### Capital social

Le 17 mars 2016, nous avons annoncé que 1 824 620 des 12 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A ont été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B. Voir les rubriques «Faits saillants» et «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

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

Aux	3 nov. 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Nombre d'actions (en millions)			
<b>Actions ordinaires émises et en circulation, à la fin de la période</b>	<b>287,9</b>	<b>287,9</b>	284,0
Actions privilégiées			
Série A	10,2	10,2	12,0
Série B	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
<b>Actions privilégiées émises et en circulation, à la fin de la période</b>	<b>38,6</b>	<b>38,6</b>	38,6

### Participations ne donnant pas le contrôle

Au 30 septembre 2016, nous détenons 64,0 % (66,6 % au 31 décembre 2015) dans TransAlta Renewables. Le 6 janvier 2016, nous avons conclu la vente d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de la centrale de cogénération de Sarnia de 506 MW et de deux centrales à base d'énergie renouvelable d'une capacité totale de 105 MW à TransAlta Renewables pour un produit totalisant 540 millions de dollars.

Nous demeurons déterminés à maintenir notre position d'actionnaire majoritaire et promoteur de TransAlta Renewables dans le but de maintenir notre participation entre 60 % et 80 %.



## Rendements aux fournisseurs de capitaux

### Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Intérêt sur la dette	59	57	177	170
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(4)	(1)	(11)	(6)
Perte au titre du remboursement des obligations	-	-	1	-
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	2	3	3
Divers	(4)	-	(3)	-
Désactualisation des provisions	4	5	15	15
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>56</b>	<b>63</b>	<b>182</b>	<b>182</b>

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2016, la charge d'intérêts nette a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2015, en raison surtout de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de la réévaluation de l'obligation au titre de la masse fiscale découlant de l'acquisition d'installations solaires aux États-Unis en 2015, le tout en partie contrebalancé par une hausse de la charge d'intérêts sur les titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères découlant du raffermissement du dollar américain comparativement à celui de la période correspondante de 2015. Depuis le début de l'exercice, la charge d'intérêts net est demeurée semblable; toutefois, la charge d'intérêts sur les titres d'emprunt libellés en monnaies étrangères a augmenté en raison du raffermissement du dollar américain comparativement à celui de la période correspondante de l'exercice précédent, contrebalancé par la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et la réévaluation de l'obligation au titre de la masse fiscale.

### Dividendes aux actionnaires

Le 14 janvier 2016, nous avons annoncé la diminution de notre dividende sur actions ordinaires pour le faire passer de 0,72 \$ annuellement à 0,16 \$ annuellement, et la suspension du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup>. Ces mesures ont été prises dans le cadre d'un plan visant à maximiser notre souplesse financière à long terme. La déclaration des dividendes est à la discrétion du conseil.

Le 17 octobre 2016, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1<sup>er</sup> janvier 2017, et un dividende trimestriel de 0,16931 \$ par action sur les actions privilégiées de série A, de 0,15974 \$ 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 31 décembre 2016.

### Participations ne donnant pas le contrôle

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, le résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle aux fins de comparaison a été respectivement de 18 millions de dollars et 30 millions de dollars, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison des cessions d'actifs des portefeuilles de l'Australie et du Canada, qui ont contribué à l'augmentation des résultats de TransAlta Renewables. Les résultats ont été ajustés pour tenir compte des pertes de change latentes non comparables à l'égard de certains instruments financiers dans les actifs australiens.

## Situation financière

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2015 au 30 septembre 2016 :

<b>Actifs</b>	<b>Augmentation/ (diminution)</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie	103	Calendrier des encaissements et des décaissements, remboursement des facilités de crédit et de la dette à long terme, et du placement obligataire
Créances clients et autres débiteurs	(68)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	(53)	Variations défavorables des taux de change (20 millions de dollars) et calendrier des encaissements au titre de la restructuration du contrat de Poplar Creek (36 millions de dollars), en partie contrebalancés par une hausse du solde découlant de l'achèvement des travaux de réticulation au titre du gaz à la centrale de Solomon (14 millions de dollars)
Immobilisations corporelles, montant net	(203)	Amortissement de la période (414 millions de dollars) et variations défavorables des taux de change (44 millions de dollars), en partie contrebalancés par des acquisitions (255 millions de dollars) et une révision des frais de démantèlement et de remise en état (24 millions de dollars)
Immobilisations incorporelles	(12)	Amortissement (29 millions de dollars), en partie contrebalancé par des acquisitions (15 millions de dollars)
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(49)	Variations défavorables des taux de change et règlements de contrats, en partie contrebalancés par des fluctuations favorables du prix du marché
Divers	(17)	
<b>Total de la diminution des actifs</b>	<b>(299)</b>	

<b>Passif et capitaux propres</b>	<b>Augmentation/ (diminution)</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Dettes fournisseurs et charges à payer	35	Calendriers des paiements et des charges à payer
Dividendes à verser	(37)	Réduction des dividendes trimestriels
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	(373)	Remboursement de la facilité de crédit (315 millions de dollars), remboursement de la dette à long terme (66 millions de dollars) et incidence favorable des variations des taux de change (138 millions de dollars), contrebalancés en partie par un placement obligataire (159 millions de dollars)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (courantes et non courantes)	14	Baisse des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	51	Baisse des taux d'actualisation sans risque et pertes actuarielles
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(135)	Fluctuations favorables du prix du marché et règlements de contrats, en partie contrebalancés par des variations défavorables des taux de change
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	47	Résultat net (88 millions de dollars), émission d'actions ordinaires (18 millions de dollars), profits sur les couvertures des flux de trésorerie (126 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par des pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger (59 millions de dollars), des pertes actuarielles sur les régimes à prestations définies (40 millions de dollars) et des dividendes versés sur les actions ordinaires et privilégiées (67 millions de dollars)
Participations ne donnant pas le contrôle	100	Vente de participations financières à TransAlta Renewables, en partie contrebalancée par les distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle
Divers	(1)	
<b>Total de la diminution des passifs et des capitaux propres</b>	<b>(299)</b>	

## Flux de trésorerie

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 comparativement aux périodes correspondantes de 2015 :

<b>Trois mois clos les 30 sept.</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	93	71	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	228	200	Augmentation du résultat en trésorerie de 29 millions de dollars
Activités d'investissement	(99)	(166)	Acquisitions moins élevées d'immobilisations corporelles (34 millions de dollars), baisse plus marquée des créances au titre de contrats de location-financement (8 millions de dollars), diminution des acquisitions (52 millions de dollars) et hausse des pertes réalisées sur les instruments financiers (27 millions de dollars)
Activités de financement	(65)	(68)	Diminution des emprunts au titre des facilités de crédit (130 millions de dollars) et baisse des dividendes sur actions ordinaires (21 millions de dollars), en partie contrebalancées par une augmentation des remboursements sur la dette à long terme (118 millions de dollars) et une hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (6 millions de dollars)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	157	37	
<b>Neuf mois clos les 30 sept.</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	54	43	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	622	314	Variation favorable du fonds de roulement hors trésorerie de 300 millions de dollars
Activités d'investissement	(242)	(425)	Acquisitions moins élevées d'immobilisations corporelles (120 millions de dollars), baisse plus marquée des créances au titre de contrats de location-financement (35 millions de dollars) et diminution des acquisitions (52 millions de dollars), en partie contrebalancées par une variation défavorable des soldes hors trésorerie du fonds de roulement (16 millions de dollars)
Activités de financement	(275)	104	Augmentation des remboursements des emprunts au titre des facilités de crédit (1 050 millions de dollars), hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (41 millions de dollars), diminution du produit tiré de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans une filiale (49 millions de dollars) et baisse du profit réalisé sur les instruments financiers (77 millions de dollars), le tout en partie contrebalancé par une diminution du remboursement de la dette à long terme (688 millions de dollars) et l'émission d'une obligation sans recours (159 millions de dollars)
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	(2)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	157	37	

## **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 30 septembre 2016, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 607 millions de dollars (575 millions de dollars au 31 décembre 2015) et des garanties au comptant de 68 millions de dollars (74 millions de dollars au 31 décembre 2015). 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**

Le 5 juillet 2016, nous avons renouvelé une entente de services à long terme pour une période de dix ans et deux ententes de services à long terme pour une période de cinq ans avec trois de nos parcs éoliens visant des activités d'entretien continu. Le total des dépenses engagées en vertu des ententes s'élève à environ 30 millions de dollars.

## **Résultats et autres mesures aux fins de comparaison**

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-dessous et certaines autres mesures présentées 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 ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et les résultats d'exploitation. Les résultats d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement d'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de certains éléments, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

En 2016, nous avons effectué des retraitements touchant la période de 2015. Se reporter à la rubrique «Modifications comptables de l'exercice considéré» du rapport de gestion pour une description de ces éléments.

Le tableau ci-dessous présente les ajustements apportés pour calculer le BAIIA aux fins de comparaison et les résultats aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 et pour les périodes correspondantes de 2015. Les renvois se trouvent dans les tableaux de rapprochement qui suivent.

Renvoi	Ajustement	Secteur	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
			2016	2015	2016	2015
<b>Reclassement :</b>						
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Gaz en Australie	13	13	39	36
		Gaz au Canada	3	2	10	5
2	Diminution des créances liées aux contrats de location-financement utilisées comme une approximation au titre des produits d'exploitation et de l'amortissement	Gaz au Canada	13	6	40	8
		Gaz en Australie	-	-	2	-
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Charbon au Canada	16	16	46	46
<b>Ajustements - (augmentation (diminution) des résultats aux fins de rapprochement avec les résultats aux fins de comparaison) :</b>						
4	Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	Charbon aux États-Unis	6	(26)	24	47
5	Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite des recouvrements d'assurance	Hydroélectricité	-	-	-	1
6	Reprises de dépréciation d'actifs	Charbon aux États-Unis	-	-	-	(1)
7	Frais de restructuration	Charbon au Canada	-	2	-	9
		Charbon aux États-Unis	-	1	-	1
		Gaz au Canada	-	1	-	1
		Énergie éolienne et énergie solaire	-	-	-	-
		Commercialisation de l'énergie	-	3	-	3
		Siège social	1	4	1	4
8	Provision liée à l'ASM	Commercialisation de l'énergie	-	56	-	56
9	Profit tiré du contrat restructuré de Poplar Creek	Gaz au Canada	-	(263)	-	(263)
10	Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle au titre de contrats de change intersociétés	Non affecté	4	(1)	-	-
11	Incidence fiscale nette des ajustements aux fins de comparaison assujettis à l'impôt	Non affecté	(2)	75	(7)	48
12	Ajustement au titre de l'impôt différé	Non affecté	-	-	1	20
13	Reprise de (provision pour) la réduction de valeur d'actifs d'impôt différé	Non affecté	5	(50)	(41)	(62)
14	Charge d'impôt au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale (retraité)	Non affecté	-	-	3	95
15	Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Non affecté	(13)	11	(54)	7

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 et pour les périodes correspondantes de 2015 :

	Trois mois clos le 30 sept. 2016				Trois mois clos le 30 sept. 2015			
	Présentés	Reclassements	Ajustements	Total	Présentés	Reclassements	Ajustements	Total
		aux fins de	aux fins de			aux fins de	aux fins de	
Produits des activités ordinaires	620	29 <sup>1,2</sup>	6 <sup>4</sup>	655	641	21 <sup>1,2</sup>	(26) <sup>4</sup>	636
Combustible et achats d'électricité	301	(16) <sup>3</sup>	-	285	299	(16) <sup>3</sup>	-	283
<b>Marge brute</b>	<b>319</b>	<b>45</b>	<b>6</b>	<b>370</b>	<b>342</b>	<b>37</b>	<b>(26)</b>	<b>353</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	-	-	119	130	-	-	130
Provision pour frais de restructuration	1	-	(1) <sup>7</sup>	-	11	-	(11) <sup>7</sup>	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8	6	-	-	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	(1)	-	-	(1)	54	-	(56) <sup>8</sup>	(2)
<b>BAIIA</b>	<b>192</b>	<b>45</b>	<b>7</b>	<b>244</b>	<b>141</b>	<b>37</b>	<b>41</b>	<b>219</b>
Amortissement	145	29 <sup>2,3</sup>	-	174	139	22 <sup>2,3</sup>	-	161
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>47</b>	<b>16</b>	<b>7</b>	<b>70</b>	<b>2</b>	<b>15</b>	<b>41</b>	<b>58</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	16	(16) <sup>1</sup>	-	-	15	(15) <sup>1</sup>	-	-
Profit (perte) de change	4	-	4 <sup>10</sup>	8	2	-	(1) <sup>10</sup>	1
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	1	263	-	(263) <sup>9</sup>	-
<b>Résultat avant intérêts et impôts</b>	<b>68</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>79</b>	<b>282</b>	<b>-</b>	<b>(223)</b>	<b>59</b>
Charge d'intérêts nette	56	-	-	56	63	-	-	63
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(2)	-	(3) <sup>11,12,13,14</sup>	(5)	31	-	(25) <sup>11,12,13,14</sup>	6
<b>Résultat net</b>	<b>14</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>28</b>	<b>188</b>	<b>-</b>	<b>(198)</b>	<b>(10)</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	16	-	13 <sup>15</sup>	29	22	-	(11) <sup>15</sup>	11
<b>Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta</b>	<b>(2)</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(1)</b>	<b>166</b>	<b>-</b>	<b>(187)</b>	<b>(21)</b>
Dividendes sur actions privilégiées	10	-	-	10	12	-	-	12
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(12)</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>(11)</b>	<b>154</b>	<b>-</b>	<b>(187)</b>	<b>(33)</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	-	-	288	281	-	-	281
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(0,04)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,04)</b>	<b>0,55</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,12)</b>

	Neuf mois clos le 30 sept. 2016				Neuf mois clos le 30 sept. 2015			
	Présentés	Reclassements	Ajustements	Total	Présentés	Reclassements	Ajustements	Total
		aux fins de	aux fins de			aux fins de	aux fins de	
Produits des activités ordinaires	1 680	91 <sup>1,2</sup>	24 <sup>4</sup>	1 795	1 672	49 <sup>1,2</sup>	47 <sup>4</sup>	1 768
Combustible et achats d'électricité	683	(46) <sup>3</sup>	-	637	736	(46) <sup>3</sup>	-	690
<b>Marge brute</b>	<b>997</b>	<b>137</b>	<b>24</b>	<b>1 158</b>	<b>936</b>	<b>95</b>	<b>47</b>	<b>1 078</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	364	-	-	364	383	-	(1) <sup>5</sup>	382
Reprises de dépréciation d'actifs	-	-	-	-	(1)	-	1 <sup>6</sup>	-
Provision pour frais de restructuration	1	-	(1) <sup>7</sup>	-	18	-	(18) <sup>7</sup>	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	24	-	-	24	21	-	-	21
Autres résultats d'exploitation, montant net	(1)	-	-	(1)	54	-	(56) <sup>8</sup>	(2)
<b>BAIIA</b>	<b>609</b>	<b>137</b>	<b>25</b>	<b>771</b>	<b>461</b>	<b>95</b>	<b>121</b>	<b>677</b>
Amortissement	414	88 <sup>2,3</sup>	-	502	409	54 <sup>2,3</sup>	-	463
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>195</b>	<b>49</b>	<b>25</b>	<b>269</b>	<b>52</b>	<b>41</b>	<b>121</b>	<b>214</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	49	(49) <sup>1</sup>	-	-	41	(41) <sup>1</sup>	-	-
Profit (perte) de change	(2)	-	- <sup>10</sup>	(2)	1	-	- <sup>10</sup>	1
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	1	263	-	(263) <sup>9</sup>	-
<b>Résultat avant intérêts et impôts</b>	<b>243</b>	<b>-</b>	<b>25</b>	<b>268</b>	<b>357</b>	<b>-</b>	<b>(142)</b>	<b>215</b>
Charge d'intérêts nette	182	-	-	182	182	-	-	182
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(44)	-	44 <sup>11,12,13,14</sup>	-	109	-	(101) <sup>11,12,13,14</sup>	8
<b>Résultat net</b>	<b>105</b>	<b>-</b>	<b>(19)</b>	<b>86</b>	<b>66</b>	<b>-</b>	<b>(41)</b>	<b>25</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	17	-	54 <sup>15</sup>	71	48	-	(7) <sup>15</sup>	41
<b>Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta</b>	<b>88</b>	<b>-</b>	<b>(73)</b>	<b>15</b>	<b>18</b>	<b>-</b>	<b>(34)</b>	<b>(16)</b>
Dividendes sur actions privilégiées	32	-	-	32	35	-	-	35
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>56</b>	<b>-</b>	<b>(73)</b>	<b>(17)</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>(34)</b>	<b>(51)</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	288	-	-	288	279	-	-	279
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>0,19</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,06)</b>	<b>(0,06)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(0,18)</b>

## Instruments financiers

Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés annuels audités de notre rapport annuel intégré de 2015 et à la note 7 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2016 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes 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 2015 et à la note 8 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 2015.

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.

Nous pouvons aussi avoir divers contrats 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 doit être 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. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 30 septembre 2016, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 753 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 542 millions de dollars au 31 décembre 2015). L'augmentation au cours de la période découle d'une diminution des prix de l'électricité à long terme estimés 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, les variations favorables de la valeur des contrats d'achat de gaz, ainsi que les échéances des contrats d'achat d'énergie conditionnels et d'autres contrats d'achat d'énergie, le tout en partie contrebalancé par des variations défavorables des taux de change compte tenu de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien.

## Perspectives financières pour 2016

Malgré des prix qui demeurent bas en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique, les fourchettes cibles de nos principales mesures financières de 2016 sont les mêmes que celles déjà présentées :

Mesure	Cible
BAlIA aux fins de comparaison	De 990 millions de dollars à 1 100 millions de dollars
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	De 755 millions de dollars à 835 millions de dollars
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	De 250 millions de dollars à 300 millions de dollars
Dividende	0,16 \$ par action, distribution de 15 % à 18 % des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison

### Marché

En 2016, les prix de l'électricité en Alberta devraient être considérablement inférieurs à ceux de 2015 en raison de la faiblesse persistante des prix du gaz naturel, du faible taux de croissance de la demande, du niveau actuel de l'offre et de l'absence d'offre stratégique de la part des intervenants du marché. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Étant donné que nos centrales sont assujetties à des contrats en Alberta, les risques sont réduits. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix ont été plus faibles en 2016 en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel et de la production accrue d'énergie hydroélectrique; cependant, nous nous attendons à ce que les prix soient comparables à ceux de l'exercice précédent pour le reste de 2016. La production non visée par des contrats dans les autres territoires n'est pas significative.

### Activités d'exploitation

#### Disponibilité et charges d'exploitation

La disponibilité de notre portefeuille de centrales au charbon au Canada devrait se situer dans une fourchette de 85 % à 89 % en 2016. La disponibilité de nos autres centrales (gaz, énergies renouvelables) dépasse généralement 95 %, de sorte que la disponibilité globale devrait se maintenir entre 89 % et 91 % en 2016. Tous nos secteurs d'activité maintiennent les initiatives de réduction de coûts mises en place en 2015. Nous continuons d'examiner des façons de réduire davantage les coûts et d'être plus concurrentiel.

#### Flux de trésorerie contractuels

En raison des CAÉ de l'Alberta et des contrats à long terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les deux prochains exercices. Notre capacité visée par des contrats diminuera à 65 % lorsque les CAÉ de l'Alberta pour les unités 1 et 2 de Sundance expireront en 2017. 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 troisième trimestre, environ 88 % de notre capacité de 2016 faisait l'objet de contrats. Pour 2016, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établissait à environ 50 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

#### Coûts du combustible

Les coûts d'extraction à notre mine de charbon en Alberta devaient diminuer en 2016 en raison de l'amélioration de l'efficacité, de la baisse des coûts du diesel et de l'accroissement de la production. 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. De fortes précipitations et des interruptions non planifiées de matériel ont eu une incidence négative sur les coûts d'extraction minière au cours du troisième trimestre. La mine met actuellement en œuvre un plan de récupération afin d'accroître l'efficacité de la production de charbon au cours du quatrième trimestre, et nous prévoyons toujours que les coûts du charbon pour 2016, selon la méthode du coût standard par tonne, sera de 1 % à 3 % plus bas que les coûts unitaires de 2015.



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 est 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 devrait continuer de diminuer légèrement pour le reste de 2016 en raison principalement de renégociations avantageuses avec nos fournisseurs au cours du deuxième trimestre.

La valeur des stocks de charbon est évaluée chaque date de clôture afin de déterminer s'ils ont subi une dépréciation.

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 habituellement du gaz naturel auprès de sociétés externes 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. Nous visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 70 millions de dollars à 90 millions de dollars pour l'exercice.

### **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 également des charges libellées en monnaies étrangères, y compris des charges d'intérêts, qui contrebalancent partiellement nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

### **Charge d'intérêts**

La charge d'intérêts sur la dette de 2016 devrait être comparable à celle de 2015. 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.

### **Situation de trésorerie et sources de financement**

Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties.

### **Impôts sur le résultat**

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, exclusion faite des éléments non comparables pour 2016, devrait se situer entre 10 % et 15 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 27 %, en raison des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

### **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.

### Dépenses liées à des projets de croissance et à des projets d'envergure

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

Projet	Total du projet		2016	Date	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour <sup>1</sup>	Dépenses estimées	d'achèvement prévue	
Centrale de South Hedland <sup>2</sup>	593	325	105	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 <sup>3</sup>	12	Continue	Transport réglementé assorti d'un rendement sur le capital investi
<b>Total</b>	<b>598</b>	<b>327</b>	<b>120</b>		

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.

### Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité

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 en tant que partie intégrante des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'aux prochains travaux d'entretien d'envergure planifiés. 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.

1) Au 30 septembre 2016.

2) Les dépenses estimées pour le projet s'élèvent à 570 millions de dollars australiens. Le total des dépenses estimées pour le projet est exprimé en dollars canadiens et inclut les charges d'intérêts estimatives. Le total des dépenses estimées pour le projet peut changer par suite de fluctuations des taux de change.

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

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 <sup>1</sup>	Dépenses prévues en 2016
Dépenses d'investissement courantes <sup>2</sup>	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	51	80 - 90
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	109	150 - 155
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	15	25 - 30
Contrats de location-financement	Paiements liés à des contrats de location-financement	12	15 - 20
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien, excluant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations</b>		<b>187</b>	<b>270 - 295</b>
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	-	5
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>187</b>	<b>275 - 300</b>
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	6	10 - 15
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>193</b>	<b>285 - 315</b>

Les interruptions importantes planifiées en 2016 comprennent les projets d'entretien de grande envergure de deux centrales canadiennes alimentées au charbon que nous exploitons et de deux autres centrales exploitées par nos partenaires. Notre plan révisé comprenait aussi deux projets d'entretien d'une envergure plus restreinte au sein de centrales que nous exploitons. Ces interruptions planifiées prévoient également des travaux importants à nos installations hydroélectriques, y compris le remplacement d'un stator, dans le cadre du programme de prolongation de la durée d'utilité pour notre portefeuille de centrales hydroélectriques en Alberta.

Un de nos partenaires a réalisé des travaux d'entretien d'envergure au sein d'une centrale canadienne alimentée au charbon que nous n'exploitions pas au premier trimestre de 2016 et, en avril et en octobre, nous avons procédé à des interruptions planifiées de deux centrales que nous exploitons. Les deux projets d'entretien d'une envergure plus restreinte ont également été effectués au premier trimestre. Par conséquent, jusqu'à la fin de l'exercice, il ne reste qu'une interruption d'envergure planifiée en 2016.

Depuis le début de l'exercice, nous avons diminué d'environ 55 millions de dollars l'estimation du total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité, afin de tenir compte de l'envergure plus restreinte des révisions importantes dans le secteur Charbon au Canada, de la réduction des dépenses liées aux travaux d'entretien d'envergure et aux mines dans le secteur Charbon au Canada, du report du projet de détournement de la rivière Ghost à un exercice ultérieur, du report de l'inspection d'une turbine à gaz à la centrale de Sarnia et de projets discrétionnaires.

1) Au 30 septembre 2016.

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

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, ainsi qu'aux projets d'entretien d'une envergure plus restreinte réalisés lors d'interruptions non planifiées, est estimée comme suit pour 2016 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour <sup>1</sup>
GWh perdus	870 - 880	30 - 40	900 - 920	685

Au cours du premier trimestre, nous avons diminué notre estimation de la perte de production du charbon comparativement à nos estimations présentées dans le rapport de gestion annuel en raison de la réduction des activités d'entretien. Au cours des deuxième et troisième trimestres, le total de la perte de production a été légèrement plus élevé que prévu. Par conséquent, l'estimation pour l'ensemble de l'exercice 2016 concernant le charbon continue d'être inférieure à celle présentée dans le rapport de gestion annuel. La baisse de la perte de production estimée pour le gaz et les énergies renouvelables comparativement à celle au 31 décembre 2015 est attribuable au report de travaux d'inspection d'envergure.

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

## Modifications comptables

### A. Modifications comptables de l'exercice considéré

#### I. Secteurs d'exploitation et secteurs à présenter

Au début du premier trimestre, nous avons décidé de diviser le secteur Gaz afin de créer deux secteurs, soit le secteur Gaz au Canada et le secteur Gaz en Australie. Les coûts auparavant inclus liés au secteur Gaz aux États-Unis, qui n'est pas exploité, ont été réattribués au secteur Charbon aux États-Unis, aux fins de conformité avec les pratiques de surveillance interne de la direction. Les résultats sectoriels aux fins de comparaison pour 2015 ont été retraités aux fins d'harmonisation avec la présentation des deux nouveaux secteurs et la réattribution des coûts liés au secteur qui n'est pas exploité.

#### II. Retraitement des chiffres d'un trimestre précédent

Au cours du quatrième trimestre de 2015, nous avons retraité les chiffres du compte de résultat du premier trimestre de 2015, pour accroître la charge d'impôt différé non comparable de 47 millions de dollars. Par conséquent, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires du premier trimestre de 2015 et de la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 a diminué, soit respectivement de 7 millions de dollars, pour s'établir à une perte nette de 40 millions de dollars, et de 65 millions de dollars, pour s'établir à un résultat net de 18 millions de dollars. L'ajustement est dû à la correction de la valeur fiscale d'un actif transféré en interne dans le cadre de la réorganisation de sociétés pour tenir compte de la vente d'une participation financière dans des actifs australiens à TransAlta Renewables, qui a été conclue au cours du deuxième trimestre de 2015. Les informations comparatives pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 présentées dans les présents états financiers ont été ajustées en conséquence.

### 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 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 à la note 3 des états financiers consolidés annuels les plus récents pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9, de l'IFRS 15 et de l'IFRS 16.

En avril 2016, l'IASB a publié des modifications à l'IFRS 15 pour préciser l'identification des obligations de prestation, les notions de mandant et de mandataire, les licences sur les droits de propriété intellectuelle et les dispositions transitoires. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 conformément à l'IFRS 15.

La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces normes sur les états financiers consolidés.

## 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 le refroidissement. 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 plupart 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.

	T4 2015	T1 2016	T2 2016	T3 2016
Produits des activités ordinaires	595	568	492	<b>620</b>
BAlIA aux fins de comparaison	268	279	248	<b>244</b>
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	243	196	175	<b>163</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(7)	62	6	<b>(12)</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	3	14	(20)	<b>(11)</b>
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup>	(0,02)	0,22	0,02	<b>(0,04)</b>
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué <sup>1</sup>	0,01	0,05	(0,07)	<b>(0,04)</b>

	T4 2014	T1 2015	T2 2015	T3 2015
		<i>*Retraité</i>		
Produits des activités ordinaires	718	593	438	641
BAlIA aux fins de comparaison	301	275	183	219
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	225	211	160	126
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	148	(40)	(131)	154
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	46	26	(44)	(33)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué <sup>1</sup>	0,54	(0,14)	(0,47)	0,55
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué <sup>1</sup>	0,17	0,09	(0,16)	(0,12)

\* Voir la rubrique «Modifications comptables» pour plus de renseignements sur le retraitement.

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 aux fins de comparaison, le BAlIA aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison 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. La volatilité du marché peut également avoir une incidence sur l'apport trimestriel du secteur Commercialisation de l'énergie. Par suite de la vente des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables au deuxième trimestre de 2015, au quatrième trimestre de 2015 et au premier trimestre de 2016, une tranche plus importante du résultat est attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle.

Les produits des activités ordinaires sont touchés par les facteurs liés au marché et à l'exploitation susmentionnés et les changements des prix futurs de l'électricité dans le nord-ouest du Pacifique, ce qui entraîne une fluctuation de valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques. Ces couvertures se sont dépréciées de manière importante aux premier et deuxième trimestres de 2015, et leur valeur s'est accrue considérablement au quatrième trimestre de 2014 et au troisième trimestre de 2015. Les produits du quatrième trimestre de 2015 ont aussi été

touchés par une hausse importante de la provision au titre d'événements de force majeure survenus surtout au cours des exercices précédents.

Les événements et les variations qui suivent 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.
- Acquisitions de centrales solaires et de parcs éoliens aux États-Unis au troisième trimestre de 2015.
- Règlement avec l'administrateur de la surveillance du marché au cours du troisième trimestre de 2015.
- Recouvrement d'une réduction de valeur des actifs d'impôt différé au quatrième trimestre de 2014, 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 non comparables aux premier, deuxième et troisième trimestres de 2016 sur les instruments financiers intersociétés qui sont attribuables uniquement aux participations ne donnant pas le contrôle.

## 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.

Au cours du premier trimestre de 2016, nous avons mis au point un nouveau système d'opérations sur les produits énergétiques et de gestion du risque. Parallèlement à la mise en œuvre, nous avons mis à jour les processus qui composent notre contrôle interne à l'égard de l'information financière, au besoin, pour tenir compte des changements connexes apportés à nos processus opérationnels et comptables.

À l'exception de ce qui est décrit ci-dessus, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun autre 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 de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016. 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 30 septembre 2016, 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)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
(non audité)				(retraité)*
Produits des activités ordinaires	620	641	1 680	1 672
Combustible et achats d'électricité	301	299	683	736
<b>Marge brute</b>	<b>319</b>	<b>342</b>	<b>997</b>	<b>936</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	130	364	383
Amortissement	145	139	414	409
Reprises de dépréciation d'actifs	-	-	-	(1)
Restructuration	1	11	1	18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	6	24	21
Autres résultats d'exploitation, montant net	(1)	54	(1)	54
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>47</b>	<b>2</b>	<b>195</b>	<b>52</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	16	15	49	41
Charge d'intérêts nette (note 4)	(56)	(63)	(182)	(182)
Profits (pertes) de change	4	2	(2)	1
Profit à la vente d'actifs (note 3)	1	263	1	263
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>12</b>	<b>219</b>	<b>61</b>	<b>175</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 5)	(2)	31	(44)	109
<b>Résultat net</b>	<b>14</b>	<b>188</b>	<b>105</b>	<b>66</b>
<b>Résultat net attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	(2)	166	88	18
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	16	22	17	48
	14	188	105	66
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(2)	166	88	18
Dividendes sur actions privilégiées (note 12)	10	12	32	35
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(12)</b>	<b>154</b>	<b>56</b>	<b>(17)</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b>	<b>288</b>	<b>281</b>	<b>288</b>	<b>279</b>
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>	<b>(0,04)</b>	<b>0,55</b>	<b>0,19</b>	<b>(0,06)</b>

\* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Voir les notes jointes.

# TransAlta Corporation

## États du résultat global consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
(non audité)				(retraité)*
<b>Résultat net</b>	<b>14</b>	188	<b>105</b>	66
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts <sup>1</sup>	(4)	2	(40)	4
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>2</sup>	(1)	3	-	5
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>(5)</b>	5	<b>(40)</b>	9
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger <sup>3</sup>	28	94	(101)	168
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts <sup>4</sup>	(20)	(52)	42	(93)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>5</sup>	54	225	155	316
Reclassement en résultat net des profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts <sup>6</sup>	(28)	(91)	(16)	(145)
<b>Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net</b>	<b>34</b>	176	<b>80</b>	246
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>29</b>	181	<b>40</b>	255
<b>Total du résultat global</b>	<b>43</b>	369	<b>145</b>	321
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	5	347	108	265
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	38	22	37	56
	<b>43</b>	369	<b>145</b>	321

\* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat respectivement de 2 et 15 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 (charge de 1 et néant en 2015).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 (charges de 2 et 2 en 2015).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de néant et 10 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 (néant en 2015).

4) Déduction faite respectivement du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 et de la charge de 7 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 (recouvrement de 8 et 15 en 2015).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 22 et 91 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 (charge de 80 et 118 en 2015).

6) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat respectivement de 11 et 28 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016 (charge de 22 et 35 en 2015).

Voir les notes jointes.



# TransAlta Corporation

## États de la situation financière consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

(non audité)	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Trésorerie et équivalents de trésorerie	157	54
Créances clients et autres débiteurs (note 8)	499	567
Charges payées d'avance	26	26
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	270	298
Stocks	213	219
	<b>1 165</b>	<b>1 164</b>
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	722	775
Immobilisations corporelles (note 9)		
Coût	12 941	12 854
Amortissement cumulé	(5 971)	(5 681)
	<b>6 970</b>	<b>7 173</b>
Goodwill	464	465
Immobilisations incorporelles	357	369
Actifs d'impôt différé	66	71
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	776	797
Autres actifs	128	133
<b>Total de l'actif</b>	<b>10 648</b>	<b>10 947</b>
Dettes fournisseurs et charges à payer	369	334
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	158	166
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	99	200
Impôts sur le résultat à payer	2	3
Dividendes à verser (note 11)	26	63
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	589	87
	<b>1 243</b>	<b>853</b>
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	3 533	4 408
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	254	232
Passifs d'impôt différé	647	647
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	35	69
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	399	348
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	3 093	3 075
Actions privilégiées (note 12)	942	942
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(1 009)	(1 018)
Cumul des autres éléments du résultat global	373	353
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires</b>	<b>3 408</b>	<b>3 361</b>
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	1 129	1 029
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>4 537</b>	<b>4 390</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>10 648</b>	<b>10 947</b>

Engagements et éventualités (note 13)

Voir les notes jointes.

# TransAlta Corporation

## États des variations des capitaux propres consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

Neuf mois clos le 30 septembre 2016

(non audité)	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 2015	3 075	942	9	(1 018)	353	3 361	1 029	4 390
Résultat net	-	-	-	88	-	88	17	105
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	-	-	-	-	(59)	(59)	-	(59)
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	126	126	13	139
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	(40)	(40)	-	(40)
Participations intersociétés disponibles à la vente	-	-	-	-	(7)	(7)	7	-
<b>Total du résultat global</b>				<b>88</b>	<b>20</b>	<b>108</b>	<b>37</b>	<b>145</b>
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(35)	-	(35)	-	(35)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(32)	-	(32)	-	(32)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables	-	-	-	(12)	-	(12)	176	164
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(113)	(113)
Émission d'actions ordinaires	18	-	-	-	-	18	-	18
<b>Solde au 30 septembre 2016</b>	<b>3 093</b>	<b>942</b>	<b>9</b>	<b>(1 009)</b>	<b>373</b>	<b>3 408</b>	<b>1 129</b>	<b>4 537</b>

Voir les notes jointes.

Neuf mois clos le 30 septembre 2015

(non audité)	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit (retraité)*	Cumul des autres éléments du résultat global	Capitaux propres attribuables aux actionnaires (retraité)*	Participations ne donnant pas le contrôle	Total (retraité)*
Solde au 31 décembre 2014	2 999	942	9	(770)	104	3 284	594	3 878
Résultat net	-	-	-	18	-	18	48	66
Autres éléments du résultat global								
Profits nets à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts	-	-	-	-	75	75	-	75
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts	-	-	-	-	170	170	6	176
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts	-	-	-	-	4	4	-	4
Participations intersociétés disponibles à la vente	-	-	-	-	(2)	(2)	2	-
<b>Total du résultat global</b>				<b>18</b>	<b>247</b>	<b>265</b>	<b>56</b>	<b>321</b>
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(151)	-	(151)	-	(151)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(35)	-	(35)	-	(35)
Variations des participations ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables	-	-	-	(14)	-	(14)	229	215
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(74)	(74)
Émission d'actions ordinaires	57	-	-	-	-	57	-	57
<b>Solde au 30 septembre 2015</b>	<b>3 056</b>	<b>942</b>	<b>9</b>	<b>(952)</b>	<b>351</b>	<b>3 406</b>	<b>805</b>	<b>4 211</b>

\* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

Voir les notes jointes.

# TransAlta Corporation

## Tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
<i>(non audité)</i>				<i>(retraité)*</i>
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	14	188	105	66
Amortissement	161	153	458	452
Profit à la vente d'actifs	(2)	(263)	(1)	(263)
Désactualisation des provisions	4	5	15	15
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(7)	(7)	(15)	(20)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 5) (retraité)*	(8)	30	(61)	97
(Profits latents) pertes latentes sur les activités de gestion du risque	(1)	(55)	19	54
(Profits latents) pertes latentes de change	(2)	1	-	15
Provisions	1	67	(6)	63
Reprises de dépréciation d'actifs	-	-	-	(1)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(12)	-	(26)	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	148	119	488	480
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	80	81	134	(166)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	228	200	622	314
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 9)	(94)	(128)	(255)	(375)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(7)	(15)	(20)
Acquisition de centrales d'énergie renouvelable, déduction faite de la trésorerie acquise (note 3)	-	(52)	-	(52)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	1	4	3
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(22)	5	(5)	7
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	14	6	43	8
Divers	3	2	4	2
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	3	7	(18)	2
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(99)	(166)	(242)	(425)
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 10)	-	130	(315)	735
Remboursement de la dette à long terme	(2)	(120)	(66)	(754)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 10)	-	-	159	45
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 11)	(11)	(32)	(57)	(93)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 12)	(10)	(12)	(32)	(35)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	-	-	162	211
Profits réalisés sur les instruments financiers	-	-	-	77
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 6)	(35)	(29)	(111)	(70)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(4)	(3)	(12)	(10)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	-	(1)	-	-
Divers	(3)	(1)	(3)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(65)	(68)	(275)	104
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>64</b>	<b>(34)</b>	<b>105</b>	<b>(7)</b>
<b>Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2)</b>	<b>1</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>64</b>	<b>(34)</b>	<b>103</b>	<b>(6)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>93</b>	<b>71</b>	<b>54</b>	<b>43</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>157</b>	<b>37</b>	<b>157</b>	<b>37</b>
Impôts sur le résultat au comptant payés	6	5	21	22
Intérêts au comptant payés	20	27	135	153

\* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

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](http://www.sedar.com) et sur EDGAR à l'adresse [www.sec.gov](http://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 3 novembre 2016.

### B. Utilisation d'estimations et de jugements importants

La préparation des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités selon l'IAS 34 exige de la direction 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 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. Au cours du premier trimestre de 2016, la Société a davantage fait appel à son jugement à l'égard des secteurs d'exploitation et des secteurs isolables. Se reporter à note 2 A) pour obtenir plus d'information.

## 2. Principales méthodes comptables

### A. Modifications comptables de l'exercice considéré

#### I. Secteurs d'exploitation et secteurs isolables

Au cours du premier trimestre, la Société a divisé le secteur isolable Gaz afin de présenter deux secteurs d'exploitation, soit le secteur Gaz au Canada et le secteur Gaz en Australie. Les coûts auparavant inclus du secteur Gaz aux États-Unis, qui n'est pas exploité, ont été réattribués au secteur Charbon aux États-Unis aux fins de conformité avec les pratiques de surveillance interne de la direction. Les résultats sectoriels aux fins de comparaison pour 2015 ont été retraités aux fins d'harmonisation avec la présentation de deux secteurs plutôt qu'un et la réattribution des coûts liés au secteur qui n'est pas exploité.

## **II. Retraitement des chiffres d'un trimestre précédent**

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la Société a retraité les chiffres du compte de résultat du premier trimestre de 2015, pour accroître la charge d'impôt différé de 47 millions de dollars. Par conséquent, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour le premier trimestre de 2015 et pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 a diminué, passant d'un résultat net de 7 millions de dollars à une perte nette de 40 millions de dollars et a baissé, passant d'un résultat net de 65 millions de dollars à un résultat net de 18 millions de dollars, respectivement. L'ajustement est dû à la correction de la valeur fiscale d'un actif transféré en interne dans le cadre de la réorganisation de sociétés pour tenir compte de la vente d'une participation financière dans les actifs australiens à TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») qui a été conclue au cours du deuxième trimestre de 2015. Les informations comparatives pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 présentées dans les présents états financiers ont été ajustées en conséquence.

## **B. Modifications comptables futures**

Les normes internationales d'information financière 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 à la note 3 des 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.

En avril 2016, l'IASB a publié une modification à l'IFRS 15 afin de clarifier les éléments suivants : identification des obligations de prestation, entité agissant pour son propre compte ou comme mandataire, licences de propriété intellectuelle et mesures de simplification de transition. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, conformément à l'IFRS 15.

La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces normes sur les états financiers consolidés.

## **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, à l'exception des éléments mentionnés précédemment pour le retraitement des chiffres d'un trimestre antérieur.

# **3. Événements importants**

## **A. Clôture d'un financement de projet de 159 millions de dollars visant des actifs éoliens au Québec par TransAlta Renewables**

Le 3 juin 2016, la filiale en propriété exclusive indirecte de TransAlta Renewables, New Richmond Wind L.P. (l'«émetteur»), a conclu un placement obligataire d'environ 159 millions de dollars, qui est garanti par une charge de premier rang sur tous les actifs de l'émetteur. Les obligations sont amortissables et portent intérêt à partir de la date d'émission à un taux de 3,963 % payable semestriellement et venant à échéance le 30 juin 2032.

Le produit net tiré du financement a été utilisé notamment pour consentir des avances à Canadian Hydro Developers, Inc. («CDH») de manière subordonnée aux termes d'un contrat d'emprunt intersociétés, dont le produit a servi à financer certaines sociétés affiliées de l'émetteur et à d'autres fins générales de la Société.

Les actifs comprennent le parc éolien de 68 MW de New Richmond situé en Gaspésie, près de la ville de New Richmond, au Québec, qui a commencé ses activités commerciales en mars 2013. Le projet de parc éolien est entièrement assujéti à des contrats avec Hydro-Québec pour une durée de 20 ans à compter de la date du commencement de l'exploitation commerciale et fait appel à la technologie à turbine éprouvée d'Enercon.

## **B. Placement dans la centrale de cogénération de Sarnia, le parc éolien Le Nordais et la centrale hydroélectrique de Ragged Chute par TransAlta Renewables**

Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a conclu son placement dans une participation financière fondée sur les flux de trésorerie au titre de la centrale de cogénération de Sarnia, du parc éolien Le Nordais et de la centrale hydroélectrique de Ragged Chute (les «actifs canadiens») pour une valeur combinée globale d'environ 540 millions de dollars. Les actifs canadiens sont constitués d'environ 611 MW d'actifs de production d'électricité en grande partie assujettis à des contrats situés en Ontario et au Québec. La transaction avait été annoncée le 23 novembre 2015. La Société continuera de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs canadiens.

En contrepartie, TransAlta Renewables a remis à la Société un montant en trésorerie de 173 millions de dollars, émis 15 640 583 actions ordinaires d'une valeur totale de 152 millions de dollars, et émis une débenture subordonnée non garantie convertible de 215 millions de dollars. La débenture émise par TransAlta Renewables à la Société comporte seulement des intérêts à un taux nominal de 4,5 % par année payables semestriellement à terme échu le 30 juin et le 31 décembre et arrivera à échéance le 31 décembre 2020. À la date d'échéance, la Société aura le droit, à son gré, de convertir le montant en capital de la débenture, en totalité ou en partie, en actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de conversion de 13,16 \$ l'action ordinaire, soit une prime de 35 % par rapport au prix d'offre à la date de clôture du placement dans les actifs canadiens. Si TransAlta n'exerce pas son option de conversion, TransAlta Renewables peut s'acquitter de son obligation au titre du capital en émettant des actions ordinaires dont la valeur unitaire correspond à 95 % de la valeur du cours des actions ordinaires alors en vigueur.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement visant 17 692 750 reçus de souscription à un prix de 9,75 \$ par reçu de souscription. À la clôture de la transaction, chaque porteur de reçus de souscription a reçu, sans contrepartie additionnelle, une action ordinaire de TransAlta Renewables et un montant équivalant à un dividende en espèces de 0,07 \$ par reçu de souscription détenu. Par conséquent, TransAlta Renewables a émis 17 692 750 actions ordinaires et versé un montant équivalant à des dividendes totalisant 1 million de dollars. Les frais d'émission des actions ont totalisé 8 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 millions de dollars. Le 6 janvier 2016, TransAlta Renewables a déclaré une hausse des dividendes de 5 %.

## **C. Contrat restructuré de Poplar Creek et acquisition de parcs éoliens**

Le 1<sup>er</sup> septembre 2015, la Société et Suncor Energy («Suncor») ont restructuré leur entente visant des services de production d'électricité aux installations de base des sables pétrolifères de Suncor près de Fort McMurray, en Alberta.

La centrale de cogénération à Poplar Creek de la Société, d'une capacité maximale de 376 mégawatts («MW»), a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. La centrale est comptabilisée dans le secteur Gaz. Aux termes de la nouvelle entente, Suncor a fait l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport auprès de TransAlta. La Société a conservé deux turbines à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur («générateurs de gaz»), lesquels sont loués à Suncor. Suncor est le seul responsable du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris de l'ensemble des dépenses d'investissement, et est autorisée à utiliser les générateurs de gaz de la Société à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La Société fournit à Suncor des services de surveillance, de diagnostic et de soutien technique centralisés afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de la totalité de la centrale de cogénération Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030. Puisqu'il a été établi que le nouveau contrat constituait un contrat de location-financement, la totalité de la valeur comptable de la centrale a été décomptabilisée.

Dans le cadre de l'opération, la Société a acquis la participation de Suncor dans deux parcs éoliens : la participation dans les installations de Kent Breeze de 20 MW situées en Ontario, ainsi que la participation de 51 % dans les installations de Wintering Hills de 88 MW situées en Alberta. La participation de la Société dans les installations de Wintering Hills est comptabilisée comme une entreprise commune. Le profit net comptabilisé dans le compte de résultat consolidé résumé s'est élevé à 263 millions de dollars.

#### D. Acquisitions d'un parc éolien et de centrales d'énergie solaire aux États-Unis

Le 1<sup>er</sup> octobre 2015, la Société a conclu l'acquisition de la totalité des participations des membres d'Odin Wind Power LLC, propriétaire du parc éolien de Lakeswind de 50 MW situé au Minnesota, pour une contrepartie en trésorerie de 49 millions de dollars, ainsi que la prise en charge de certaines obligations au titre de la masse fiscale. Le parc éolien fait l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme jusqu'en 2034.

Le 1<sup>er</sup> septembre 2015, la Société a conclu l'acquisition de la totalité des participations de membres dans RC Solar LLC pour une contrepartie en trésorerie de 55 millions de dollars. Les actifs acquis comprennent des projets d'énergie solaire de 21 MW entièrement assujettis à des contrats situés au Massachusetts, qui font l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme variant entre 20 ans et 30 ans et sont admissibles à la phase un du programme de crédits au titre de l'énergie solaire renouvelable du Massachusetts (Massachusetts Solar Renewable Energy Credit).

### 4. Charge d'intérêts nette

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Intérêts sur la dette	59	57	177	170
Intérêts incorporés au coût de l'actif	(4)	(1)	(11)	(6)
Perte au titre du remboursement des obligations (note 10)	-	-	1	-
Intérêts sur les obligations au titre des contrats de location-financement	1	2	3	3
Divers	(4)	-	(3)	-
Désactualisation des provisions	4	5	15	15
<b>Charge d'intérêts nette</b>	<b>56</b>	<b>63</b>	<b>182</b>	<b>182</b>

## 5. Impôts sur le résultat

Les composantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015 (retraité)*
Charge d'impôt exigible	6	5	17	17
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des périodes précédentes	-	(4)	-	(5)
Ajustements à l'égard des impôts différés des périodes précédentes	1	5	1	3
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(14)	69	(25)	35
Charge d'impôt différé au titre des différences temporaires liées à une participation dans une filiale <sup>1</sup>	-	-	3	95
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales <sup>2</sup>	-	-	1	20
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction (reprise de réduction) de valeur des actifs d'impôt différé <sup>3</sup>	5	(44)	(41)	(56)
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>(2)</b>	<b>31</b>	<b>(44)</b>	<b>109</b>

\* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.

- 1) En 2016, une réorganisation de certaines filiales de TransAlta a été effectuée dans le cadre du financement du projet de New Richmond. La réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 3 millions de dollars. En 2015, afin de tenir compte de la vente d'une participation financière dans les actifs australiens à TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des filiales de TransAlta a été effectuée. La réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de 95 millions de dollars pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2015 au titre du placement de TransAlta dans une filiale. Pour chacun des deux exercices, le passif d'impôt différé n'avait pas été comptabilisé auparavant puisque, avant la réorganisation, il n'était pas prévu que la différence temporaire imposable se résorberait dans un avenir prévisible.
- 2) Le montant de 2016 a trait à l'incidence de la hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés au Nouveau-Brunswick de 12 % à 14 %, en date du 3 février 2016. Le montant de 2015 a trait à l'incidence d'une hausse du taux d'impôt sur le résultat des sociétés de l'Alberta de 10 % à 12 %, en date du 18 juin 2015.
- 3) Comme il a été indiqué dans les périodes précédentes, la Société a radié certains actifs d'impôt différé, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que ces actifs puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Au premier semestre de 2016, compte tenu des profits latents sur placements et instruments de couverture, la Société a conclu qu'elle pourrait utiliser les pertes fiscales sous-jacentes et que, par conséquent, une reprise des réductions de valeur précédentes pourrait être effectuée. Ainsi, pour la période de six mois close le 30 juin 2016, la Société a comptabilisé un recouvrement de 46 millions de dollars. Au troisième trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 5 millions de dollars (reprise d'une réduction de valeur de 44 millions de dollars au 30 septembre 2015). Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé une reprise d'une réduction de valeur de 41 millions de dollars (reprise d'une réduction de valeur de 56 millions de dollars au 30 septembre 2015).

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015 (retraité)*
Charge d'impôt exigible	6	1	17	12
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(8)	30	(61)	97
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat</b>	<b>(2)</b>	<b>31</b>	<b>(44)</b>	<b>109</b>

\* Voir la note 2 A) pour les retraitements touchant les périodes antérieures.



## 6. Participations ne donnant pas le contrôle

Le sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle est comme suit :

### A. TransAlta Renewables

Les montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle comprennent la participation ne donnant pas le contrôle de 17 % dans le parc éolien de Kent Hills.

Le pourcentage de la propriété, des droits de vote et de la participation en capitaux propres de la Société a fluctué comme suit au cours des périodes considérées et présentées aux fins de comparaison :

Période	Pourcentage de la propriété et des droits de vote	Pourcentage de la participation en capitaux propres
Du 29 avril 2014 au 6 mai 2015	70,3	70,3
Du 7 mai 2015 au 25 novembre 2015	76,1	72,8
Du 26 novembre 2015 au 5 janvier 2016	66,6	62,0
À compter du 6 janvier 2016	64,0	59,8

Comme il a été établi que les actions de catégorie B du capital social de TransAlta Renewables émises à la Société constituaient des passifs financiers de TransAlta Renewables et ne participaient pas aux résultats jusqu'à la mise en service du projet de South Hedland, prévue au milieu de 2017, elles sont exclues de la répartition des titres de capitaux propres et des résultats.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	45	41	165	161
Résultat net	24	61	(25)	90
Total du résultat global	74	53	(8)	97
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	9	16	(9)	26
Total du résultat global	29	14	(2)	28
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	21	12	62	29

Aux	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Actifs courants	94	74
Actifs non courants	3 784	3 262
Passifs courants	(475)	(190)
Passifs non courants	(1 223)	(1 120)
Total des capitaux propres	(2 180)	(2 026)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(898)	(787)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	40,2	38,0

## B. TransAlta Cogeneration L.P.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Produits des activités ordinaires	71	70	219	214
Résultat net	14	12	52	44
Total du résultat global	18	16	77	56
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	7	6	26	22
Total du résultat global	9	8	39	28
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	14	17	49	41

Aux	30 sept. 2016	31 déc. 2015
Actifs courants	69	82
Actifs non courants	482	535
Passifs courants	(56)	(75)
Passifs non courants	(28)	(54)
Total des capitaux propres	(467)	(488)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(231)	(242)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

## 7. 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 comme suit : l'évaluation de 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 opérations 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 des 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 (la «politique») de la Société, qui régit les opérations 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 opérations 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 opérations 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	30 sept. 2016		31 déc. 2015	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Ventes d'électricité à long terme - États-Unis	937	+75 -76	863	+125 -186
Ventes d'électricité à long terme - Alberta	(4)	+6 -5	(13)	+13 -7
Achats d'électricité conditionnels - unités	(17)	+3 -2	(70)	+9 -8
Produits structurés - est des États-Unis	30	+10 -10	18	+6 -4
Capacité établie - hydroélectricité - ouest des États-Unis	-	- -1	(6)	+1 -4
Autres	5	+2 -2	(3)	+2 -2

#### *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 : 280 MW jusqu'au 30 novembre 2016, 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 2017, 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 MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2016 se situe entre 26 \$ US et 39 \$ US (28 \$ US et 45 \$ US au 31 décembre 2015).

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est déprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2015 et le 30 septembre 2016, la juste valeur de base et la valeur de sensibilité ont diminué respectivement d'environ 40 millions de dollars et 3 millions de dollars.

#### *ii. Ventes 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 30 septembre 2016 se situe entre 68 \$ et 95 \$ (86 \$ et 93 \$ au 31 décembre 2015).

#### *iii. Achats d'électricité conditionnels - unités*

En vertu de contrats d'achat d'électricité 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.

Plus particulièrement, un écart type à la hausse et à la baisse du taux d'actualisation au titre des volumes et des prix a été calculé. Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes du taux d'actualisation au titre des volumes et des prix par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2016 sont respectivement de 0 % à 2,8 % (de 0 % à 2,8 % au 31 décembre 2015) et de 1,7 % à 7,4 % (de 1,7 % à 7,4 % au 31 décembre 2015).

#### *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 standard. 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 standard. Une analyse de régression historique a été exécutée pour modéliser les écarts entre les marchés liquides et non liquides. Les facteurs non standard ont été établis en utilisant des données historiques. Les relations de base et les facteurs non standard utilisés pour l'évaluation de la juste valeur de base de niveau III au 30 septembre 2016 sont respectivement de 62 % à 127 % et de 65 % à 110 % (de 85 % à 116 % et de 65 % à 109 % au 31 décembre 2015).

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 30 septembre 2016 sont respectivement de 20 % à 46 % et de 61 % à 80 % (de 18 % à 71 % et de 39 % à 80 % au 31 décembre 2015).

#### *v. Capacité établie – hydroélectricité – ouest des États-Unis*

La Société a accepté d'acheter de l'électricité selon la production réelle de certaines unités hydroélectriques détenues et exploitées par des tiers. En vertu de ces types de contrats, l'acheteur paie au fournisseur une capacité fixe établie d'un commun accord. 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. D'autres données d'entrée raisonnablement possibles ont été utilisées pour établir la sensibilité des évaluations des justes valeurs. Cette analyse repose sur la production historique des centrales qui est disponible. Les volumes utilisés pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 septembre 2016 se situent dans le 50<sup>e</sup> percentile de la production historique (50<sup>e</sup> percentile au 31 décembre 2015).

## **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 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 par niveau de classement au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2016 et 2015 :

	Couvertures			Éléments autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2015	-	(58)	640	-	128	(98)	-	70	542
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	61	172	-	(20)	20	-	41	192
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(5)	-	-	(8)	9	-	(13)	9
Contrats réglés	-	8	(13)	-	(94)	78	-	(86)	65
Variation des taux de change	-	2	(57)	-	(3)	2	-	(1)	(55)
<b>Actifs nets de gestion du risque au 30 septembre 2016</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>742</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>11</b>	<b>753</b>
<b>Informations supplémentaires sur le niveau III :</b>									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			115			-			115
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			13			31			44
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus au 30 septembre 2016			-			109			109

	Couvertures			Éléments autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2014	-	(59)	314	-	180	(97)	-	121	217
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(13)	246	-	49	(32)	-	36	214
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(7)	-	-	25	(25)	-	18	(25)
Contrats réglés	-	21	(19)	-	(136)	63	-	(115)	44
Variation des taux de change	-	(7)	70	-	9	(3)	-	2	67
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2015	-	(65)	611	-	127	(94)	-	62	517
<b>Informations supplémentaires sur le niveau III :</b>									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			316			-			316
Total des profits (pertes) inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			19			(60)			(41)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux passifs nets détenus au 30 septembre 2015			-			3			3

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 sont attribuables aux facteurs suivants :

- 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.
- La variation de la valeur des contrats d'achat de gaz (éléments de couverture de niveau II).
- L'échéance des contrats d'électricité dans la région du nord-est américain (éléments autres que de couverture de niveau II).
- Les échéances des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») conditionnels décrites à la section B) I) c) iii) de la présente note (éléments de couverture de niveau III).
- La variation des taux de change ayant une incidence sur le contrat de vente d'électricité à long terme (éléments de couverture de niveau III).

### 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 le cadre de la couverture d'opérations 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. Les variations des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux positions de couverture sont reflétées dans le résultat net lorsque ces transactions ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture.

Les autres actifs et passifs de gestion du risque, totalisant une juste valeur d'actif net de 148 millions de dollars au 30 septembre 2016 (actif net de 214 millions de dollars au 31 décembre 2015), sont classés dans l'évaluation de la juste valeur de niveau II. Les variations importantes dans les autres actifs nets de gestion du risque au cours de la période close au 30 septembre 2016 sont principalement attribuables à l'incidence de l'affaiblissement du dollar américain par rapport au dollar canadien sur les couvertures de change de la Société.

### 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				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme <sup>1</sup> au 30 septembre 2016	-	4 034	-	4 034	3 981
Dette à long terme <sup>1</sup> au 31 décembre 2015	-	4 067	-	4 067	4 344

<sup>1)</sup> Inclut la partie courante et exclut une dette de 66 millions de dollars (69 millions de dollars au 31 décembre 2015) 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 et autres débiteurs, dettes fournisseurs et charges à payer 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 dépassent 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 qui est coté sur un marché actif, des opérations 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, à comptabiliser dans le résultat net, et le rapprochement des variations se présentent comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Profit net non amorti au début de la période	157	189	202	188
Nouveaux profits initiaux	3	7	7	24
Variation des taux de change	2	13	(9)	24
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(12)	(3)	(50)	(30)
<b>Profit net non amorti à la fin de la période</b>	<b>150</b>	<b>206</b>	<b>150</b>	<b>206</b>

## 8. 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 30 septembre 2016

	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>					
Courants	-	61	-	16	77
Non courants	-	689	-	(2)	687
<b>Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>-</b>	<b>750</b>	<b>-</b>	<b>14</b>	<b>764</b>
<b>Divers</b>					
Courants	3	94	-	(3)	94
Non courants	-	57	3	(6)	54
<b>Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>3</b>	<b>151</b>	<b>3</b>	<b>(9)</b>	<b>148</b>
<b>Total des actifs nets de gestion du risque</b>	<b>3</b>	<b>901</b>	<b>3</b>	<b>5</b>	<b>912</b>



Au 31 décembre 2015

	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
<b>Gestion du risque lié aux produits de base</b>					
Courants	-	31	-	57	88
Non courants	-	551	-	(27)	524
<b>Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base</b>	<b>-</b>	<b>582</b>	<b>-</b>	<b>30</b>	<b>612</b>
<b>Divers</b>					
Courants	(7)	20	-	(3)	10
Non courants	-	207	5	(8)	204
<b>Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>(7)</b>	<b>227</b>	<b>5</b>	<b>(11)</b>	<b>214</b>
<b>Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque</b>	<b>(7)</b>	<b>809</b>	<b>5</b>	<b>19</b>	<b>826</b>

## 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 analysées plus en détail à la note 14 B) des états financiers consolidés annuels les plus récents.

### I. Risque lié au prix des produits de base

La valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux produits de base et autres instruments dérivés. 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.

#### a. 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.

La VaR au 30 septembre 2016 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2015).

#### b. Risque lié au prix des produits de base - production

La Société utilise divers contrats sur produits de base et d'autres instruments financiers 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'elle juge appropriés. Au 30 septembre 2016, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés aux fins des activités de couverture s'établissait à 13 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2015). La VaR au 30 septembre 2016 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 5 millions de dollars (1 million de dollars au 31 décembre 2015).

## II. Risque de change

La Société court des risques à l'égard de diverses monnaies, comme le dollar américain, le yen japonais 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.

## III. 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 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. Dans certains cas, la Société a recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit, des garanties en trésorerie et des assurances crédits de tiers, afin de réduire l'ensemble du risque de crédit. 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 30 septembre 2016 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs <sup>1</sup>	89	11	100	499
Créances au titre des contrats de location-financement à long terme <sup>2</sup>	37	63	100	722
Actifs de gestion du risque <sup>1</sup>	99	1	100	1 046
<b>Total</b>				<b>2 267</b>

1) Les lettres de crédit et les liquidités 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 433 millions de dollars (446 millions de dollars au 31 décembre 2015). Le risque de perte importante découlant de cette contrepartie a été évalué comme faible à court terme, mais pourrait augmenter pour passer à modéré si la faiblesse des prix des produits de base se maintient de moyen 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 liées aux produits de base compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, et compte non tenu des garanties détenues, était de 26 millions de dollars au 30 septembre 2016 (44 millions de dollars au 31 décembre 2015).

#### IV. 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 opérations de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. En décembre 2015, Moody's a révisé à la baisse la note des obligations de premier rang non garanties de TransAlta aux États-Unis, la faisant passer de Baa3 à Ba1. Au cours du premier trimestre de 2016, deux agences de notation ont confirmé la note de première qualité à titre d'émetteur à long terme de la Société, mais ont révisé leur perspective, la faisant passer de stable à négative. Au 30 septembre 2016, trois agences de notation avaient accordé de nouveau à TransAlta une note de première qualité. Se reporter à la note 14 B) III) des états financiers consolidés annuels les plus récents pour une analyse plus détaillée.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	369	-	-	-	-	-	369
Dette à long terme <sup>1</sup>	24	572	903	453	453	1 662	4 067
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	(23)	(75)	(69)	(81)	(81)	(435)	(764)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(1)	(95)	(56)	2	2	-	(148)
Obligations au titre des contrats de location-financement	6	15	12	10	8	24	75
Intérêt sur la dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement <sup>2</sup>	62	206	165	135	108	794	1 470
Dividendes à verser	26	-	-	-	-	-	26
<b>Total</b>	<b>463</b>	<b>623</b>	<b>955</b>	<b>519</b>	<b>490</b>	<b>2 045</b>	<b>5 095</b>

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

2) Non comptabilisé à titre de passif financier aux 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 le déterminent 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 30 septembre 2016, la Société avait fourni une garantie de 161 millions de dollars (220 millions de dollars au 31 décembre 2015) 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 49 millions de dollars à ses contreparties (44 millions de dollars au 31 décembre 2015).

## 9. 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 <sup>1</sup>	Pièces de rechange amortissables et autres <sup>2</sup>	Total
Au 31 décembre 2015	95	2 811	611	2 455	604	351	246	7 173
Ajouts	1	-	-	1	-	257	(4)	255
Ajouts - contrats de location-financement	-	-	-	-	5	-	-	5
Cessions	(1)	-	(1)	(1)	-	-	-	(3)
Amortissement	-	(214)	(55)	(95)	(37)	-	(13)	(414)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	6	6	-	12	-	-	24
Mise hors service d'actifs	-	(9)	-	(2)	(1)	-	-	(12)
Variation des taux de change	(1)	(20)	(2)	(17)	(3)	-	(1)	(44)
Transferts	-	83	8	38	13	(167)	11	(14)
<b>Au 30 septembre 2016</b>	<b>94</b>	<b>2 657</b>	<b>567</b>	<b>2 379</b>	<b>593</b>	<b>441</b>	<b>239</b>	<b>6 970</b>

1) Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, des actifs totalisant environ 14 millions de dollars ont été transférés dans les créances au titre des contrats de location-financement à long terme se rapportant aux travaux de réticulation au titre du gaz réalisés à la centrale de Solomon de la Société.

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

## 10. 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	30 sept. 2016			31 déc. 2015		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt <sup>1</sup>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	-	-	-	315	315	3,1 %
Déventures	1 044	1 051	6,0 %	1 044	1 051	6,0 %
Billets de premier rang <sup>3</sup>	2 092	2 097	5,0 %	2 221	2 221	4,9 %
Dette sans recours <sup>4</sup>	857	865	4,4 %	766	773	4,5 %
Divers <sup>5</sup>	54	54	9,2 %	67	67	9,3 %
	4 047	4 067		4 413	4 427	
Obligations au titre des contrats de location-financement	75			82		
	4 122			4 495		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(573)			(72)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(16)			(15)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(589)			(87)		
<b>Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement</b>	<b>3 533</b>			<b>4 408</b>		

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

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) Valeur nominale de 1,6 milliard de dollars américains au 30 septembre 2016 (1,6 milliard de dollars américains au 31 décembre 2015).

4) Inclut 53 millions de dollars américains au 30 septembre 2016 (59 millions de dollars américains au 31 décembre 2015).

5) Inclut 29 millions de dollars américains au 30 septembre 2016 (36 millions de dollars américains au 31 décembre 2015) au titre du financement de la masse fiscale.

Au cours du troisième trimestre :

- La Société a prolongé d'un an l'échéance de sa facilité consortiale et de trois facilités de crédit bilatérales, respectivement jusqu'en 2020 et 2018. Les principales modalités et clauses restrictives demeurent inchangées.

Au cours du deuxième trimestre :

- La filiale en propriété exclusive indirecte de la Société, New Richmond Wind L.P., a émis une obligation sans recours d'un montant de 159 millions de dollars qui porte intérêt à 3,963 %, dont le capital et les intérêts sont payables tous les semestres, et échéant le 30 juin 2032 (voir la note 3).
- La débenture sans recours à 5,69 % de 27 millions de dollars de la Société est arrivée à échéance et a été payée au moyen des liquidités existantes.
- La Société a versé un paiement semestriel prévu de 17 millions de dollars sur le capital de l'obligation des parcs éoliens de Melancthon et Wolfe.
- La Société a racheté de façon anticipée des obligations sans recours de 10 millions de dollars, ce qui a donné lieu à une perte de 1 million de dollars comptabilisée dans la charge d'intérêts.

Au cours du premier trimestre, la Société a remboursé le solde des facilités de crédit grâce à une combinaison de flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et d'un produit en trésorerie net de 173 millions de dollars tiré de la vente de la participation financière dans des actifs canadiens, qui a été conclue le 6 janvier 2016.

Des facilités de crédit consenties totalisant 2,1 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2015), un montant de 1,5 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2015) n'a pas été prélevé. La Société respecte les modalités de la facilité de crédit, et toute tranche non utilisée est entièrement disponible. Outre le montant de 1,5 milliard de dollars

disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose de 157 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Les lettres de crédit en cours au 30 septembre 2016 totalisaient 607 millions de dollars (575 millions de dollars au 31 décembre 2015), et aucun montant (néant au 31 décembre 2015) 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 30 septembre 2016, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

## B. Restrictions relatives à la dette sans recours

Les débetures sans recours d'un montant de 192 millions de dollars (230 millions de dollars au 31 décembre 2015) émises par la filiale de la Société, 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 débetures sans recours.

Une autre dette sans recours de 665 millions de dollars (536 millions de dollars au 31 décembre 2015) est assujettie à des restrictions financières habituelles qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités des 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 dettes sans recours sont garanties par une charge de premier rang sur l'ensemble des actifs 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 965 millions de dollars au 30 septembre 2016 (798 millions de dollars au 31 décembre 2015).

## 11. 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 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2016		2015		2016		2015	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	287,9	3 095	278,7	3 039	284,0	3 077	275,0	3 001
Émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires	-	-	1,9	19	3,9	18	5,6	57
	287,9	3 095	280,6	3 058	287,9	3 095	280,6	3 058
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(2)	-	(2)	-	(2)	-	(2)
<b>Émises et en circulation à la fin de la période</b>	<b>287,9</b>	<b>3 093</b>	<b>280,6</b>	<b>3 056</b>	<b>287,9</b>	<b>3 093</b>	<b>280,6</b>	<b>3 056</b>

### B. Dividendes et régime de droits des actionnaires

Le 14 janvier 2016, la Société a annoncé qu'elle ramenait son dividende de 0,72 \$ par année à 0,16 \$ par année et qu'elle suspendait immédiatement le Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié<sup>MC</sup>. Ces mesures ont été prises dans le cadre d'un plan visant à maximiser la flexibilité financière à long terme de la Société, ainsi qu'à freiner la dilution par les actionnaires dans le cadre de ce régime.

Le 21 avril 2016, la Société a déclaré un dividende de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1<sup>er</sup> juillet 2016.

Le 22 avril 2016, le régime de droits des actionnaires, présenté à la note 22 des états financiers consolidés annuels les plus récents, a été renouvelé pour une période approximative de trois ans.

Le 19 juillet 2016, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1<sup>er</sup> octobre 2016.

Le 17 octobre 2016, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,04 \$ par action sur les actions ordinaires, payable le 1<sup>er</sup> janvier 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 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.

## **12. Actions privilégiées**

### **A. Émises et en circulation**

Le 17 mars 2016, la Société a annoncé que 1 824 620 des 12,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux fixe rajusté et à dividende cumulatif de série A (les «actions de série A») avaient été offertes à des fins de conversion, à raison de une pour une, en actions privilégiées rachetables à taux variable et à dividende cumulatif de série B (les «actions de série B»), compte tenu de tous les avis de choix reçus. Par suite de la conversion, la Société avait 10,2 millions d'actions de série A et 1,8 million d'actions de série B émises et en circulation au 30 septembre 2016.

Les actions de série A donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, le cas échéant, à des dividendes en espèces privilégiés à taux fixe cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement, selon un taux de dividende fixe annuel de 2,709 %.

Les actions de série B donnent droit, si le conseil en déclare et au moment où il le fera, le cas échéant, à des dividendes en espèces privilégiés à taux variable cumulatifs sur une base trimestrielle pour la période de cinq ans allant du 31 mars 2016, inclusivement, au 31 mars 2021, exclusivement. Le taux de dividende annualisé pour les actions de série B pour la période de trois mois à taux variable, soit du 30 septembre 2016, inclusivement, au 31 décembre 2016, exclusivement, est de 2,542 % et sera rajusté trimestriellement.

De plus, au 30 septembre 2016, la Société avait 11,0 millions d'actions privilégiées rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C, 9,0 millions d'actions du même type de série E, et 6,6 millions d'actions du même type de série G, émises et en circulation.

## B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes déclarés sur actions privilégiées pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2016 et 2015 :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
		2016	2015	2016	2015
A	0,16931 <sup>1</sup>	1	3	6	10
B	0,16144 <sup>2</sup>	-	-	1	-
C	0,2875	4	4	10	10
E	0,3125	2	2	8	8
G	0,33125	3	3	7	7
<b>Total pour la période</b>		<b>10</b>	<b>12</b>	<b>32</b>	<b>35</b>

1) Pour les deuxième et troisième trimestres de 2016. Pour le premier trimestre de 2016 et avant cette période, le dividende trimestriel s'était établi à 0,2875 \$ par action.

2) Pour le deuxième trimestre de 2016, le dividende trimestriel s'était établi à 0,1549 \$ par action.

Le 17 octobre 2016, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,16931 \$ par action sur les actions de série A, de 0,15974 \$ par action sur les actions 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. Ces dividendes seront versés le 31 décembre 2016.

## 13. Éventualités et engagements

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'auront 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.

Le 5 juillet 2016, la Société a renouvelé une entente de services à long terme pour une période de dix ans et deux ententes de services à long terme pour une période de cinq ans avec trois de ses parcs éoliens visant des activités d'entretien continu. Le total des dépenses engagées en vertu des ententes s'élève à environ 30 millions de dollars.

## 14. Informations sectorielles

### A. Compte de résultat présenté

Trois mois clos le 30 septembre 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	253	143	99	30	49	30	16	-	620
Combustible et achats d'électricité	121	121	49	5	3	2	-	-	301
Marge brute	132	22	50	25	46	28	16	-	319
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	45	14	13	6	13	8	6	14	119
Amortissement	59	25	12	5	29	7	1	7	145
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	4	1	-	-	2	1	-	-	8
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Résultats d'exploitation	24	(18)	25	14	3	12	9	(22)	47
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	3	13	-	-	-	-	16
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(56)
Profit de change	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	12

Trois mois clos le 30 septembre 2015 (retraité - voir note 2)	Charbon au Canada	Charbon aux États-Unis	Gaz au Canada	Gaz en Australie	Énergie éolienne	Hydroélectricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	253	172	111	29	38	28	10	-	641
Combustible et achats d'électricité	116	122	50	6	3	2	-	-	299
Marge brute	137	50	61	23	35	26	10	-	342
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	51	15	19	5	11	9	4	16	130
Amortissement	62	15	17	5	26	7	-	7	139
Provision pour frais de restructuration	2	1	1	-	-	-	3	4	11
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	-	-	-	1	2	-	-	6
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	-	-	-	-	-	56	-	54
Résultats d'exploitation	21	19	24	13	(3)	8	(53)	(27)	2
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	2	13	-	-	-	-	15
Profit à la vente d'actifs	-	-	263	-	-	-	-	-	263
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(63)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	219

Neuf mois clos le 30 septembre 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	716	240	292	89	188	96	59	-	1 680
Combustible et achats d'électricité	324	196	126	16	15	6	-	-	683
Marge brute	392	44	166	73	173	90	59	-	997
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	133	38	41	18	39	25	20	50	364
Amortissement	184	49	40	11	88	20	2	20	414
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	10	3	1	-	6	3	-	1	24
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Résultats d'exploitation	65	(46)	84	44	41	42	37	(72)	195
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	10	39	-	-	-	-	49
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(182)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	61



Neuf mois clos le 30 septembre 2015 (retraité – voir note 2)	Charbon au Canada	Charbon aux États-Unis	Gaz au Canada	Gaz en Australie	Énergie éolienne	Hydroélectricité	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	704	246	362	85	160	91	24	-	1 672
Combustible et achats d'électricité	328	213	164	16	9	6	-	-	736
Marge brute	376	33	198	69	151	85	24	-	936
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	148	37	54	17	35	29	13	50	383
Amortissement	178	47	61	14	70	19	-	20	409
Reprises de dépréciation d'actifs	-	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)
Provision pour frais de restructuration	9	1	1	-	-	-	3	4	18
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	9	2	2	-	5	3	-	-	21
Autres résultats d'exploitation, montant net	(2)	-	-	-	-	-	56	-	54
Résultats d'exploitation	34	(53)	80	38	41	34	(48)	(74)	52
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	5	36	-	-	-	-	41
Profit à la vente d'actifs	-	-	263	-	-	-	-	-	263
Charge d'intérêts nette	-	-	-	-	-	-	-	-	(182)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Résultat avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	-	175

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, la Société a comptabilisé une réduction de valeur de 5 millions de dollars (réduction de valeur de 17 millions de dollars en 2015) et une réduction de valeur de 9 millions de dollars (réduction de valeur de 19 millions de dollars en 2015) au titre des stocks de charbon afin d'en ramener la valeur à la valeur nette de réalisation. Les réductions de valeur sont incluses dans le poste Combustible et achats d'électricité du secteur Charbon aux États-Unis.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2016, le secteur Énergie éolienne et énergie solaire comprend des montants respectifs de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2015) et 14 millions de dollars (19 millions de dollars en 2015) au titre des incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'électricité de source éolienne admissibles.

## 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 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2016	2015	2016	2015
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	145	139	414	409
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	16	14	44	43
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	161	153	458	452

## Informations supplémentaires

		30 sept. 2016	31 déc. 2015
Cours de clôture (TSX) (\$)		<b>5,83</b>	4,91
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	<b>7,12</b>	12,34
	Bas	<b>3,76</b>	4,13
Dettes nette ajustée sur le capital investi <sup>1</sup> (%)		<b>51,4</b>	54,6
Dettes nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours <sup>1</sup> (%)		<b>45,9</b>	50,2
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (multiple)		<b>4,1</b>	5,0
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires <sup>2</sup> (%)		<b>2,3</b>	(1,2)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		<b>(0,7)</b>	(2,3)
Rendement du capital investi <sup>2</sup> (%)		<b>3,7</b>	4,6
Rendement du capital investi aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		<b>3,4</b>	3,0
Couverture par le résultat <sup>2</sup> (multiple)		<b>1,1</b>	1,5
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison <sup>1,2,3</sup> (%)		<b>11,5</b>	28,3
Couverture des dividendes <sup>2,3</sup> (multiple)		<b>9,0</b>	3,6
Rendement des actions <sup>2,3</sup>		<b>7,5</b>	14,7
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée <sup>2</sup> (%)		<b>17,6</b>	15,2
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés <sup>2</sup> (multiple)		<b>3,9</b>	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) Pour les 12 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

**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

**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

**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

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

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

**Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée** = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison - 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 aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés** = fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison + 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

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

**Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires** = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / 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 aux fins de comparaison 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

## 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 - 12 th Avenue S.W.

Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta, Canada T2P 2M1

**Téléphone**

403.267.7110

**Site Web**

[www.transalta.com](http://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](mailto:inquiries@canstockta.com)

**Site Web**

[www.canstockta.com/fr](http://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](mailto:investor_relations@transalta.com)