



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 six mois closes les 30 juin 2015 et 2014, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuels contenus dans notre rapport annuel de 2014. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon l'IAS 34, *Information financière intermédiaire*, des Normes internationales d'information financière («IFRS»). 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 28 juillet 2015. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta Corporation, y compris la notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com, sur EDGAR à l'adresse www.sec.gov, et sur notre site Web à l'adresse www.transalta.com. L'information que contient directement ou par hyperlien le site Internet de la Société n'est pas intégrée par renvoi dans le présent rapport de gestion.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les résultats des activités d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons sept secteurs d'activité. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour en savoir davantage sur les modifications apportées à nos secteurs d'activité au cours du premier trimestre. Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les transactions et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes de résultat consolidés résumés et des états de la situation financière consolidés résumés. Bien que les éléments des états de la situation financière consolidés résumés puissent subir l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de ces éléments dans notre monnaie de présentation, en ce qui a trait aux établissements à l'étranger, est reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat global, dans la section Capitaux propres des états de la situation financière consolidés résumés.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Certaines des mesures 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 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 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», 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. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances 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 ayant trait à nos activités et au rendement financier futur attendu, à la mise en œuvre réussie de nos projets de croissance, au calendrier de la construction et de la mise en service de projets en cours, y compris des projets d'envergure, tels que le projet d'électricité de South Hedland ou le projet de l'unité 7 de notre centrale de Sundance, et leurs coûts connexes; les dépenses engagées dans les projets de croissance et les projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en matière de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs, y compris les reprises futures au titre des profits et pertes latents; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et activités contractuelles (y compris les estimations du bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison, des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et des flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison de 2015); les attentes à l'égard des ratios financiers (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 la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison); 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 et son incidence sur les prix de l'électricité; 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 du secteur Production, de la capacité et de la production; les attentes relatives au rôle que joueront les différentes sources d'énergie pour répondre aux besoins énergétiques futurs; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues, leur incidence prévue sur la Société et le calendrier de leur mise en œuvre, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci, y compris l'incidence financière prévue des obligations accrues au titre de la Specified Gas Emitters Regulation («SGER») en Alberta et la valeur des compensations générées par nos parcs éoliens dans la province; nos stratégies commerciales et le risque qu'elles comportent; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; nos attentes relativement à l'issue des procédures futures devant l'Alberta Utilities Commission («AUC») ainsi qu'au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles, des enquêtes réglementaires et des litiges; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain, au dollar australien et aux autres monnaies étrangères dans lesquelles nos activités sont libellées; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale et la plus grande surveillance de la part des investisseurs de notre performance en matière de développement durable; nos pratiques de crédit; l'apport estimé du secteur Commercialisation de l'énergie à la marge brute; et les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»); les attentes relatives à la détention continue d'actions ordinaires de TransAlta Renewables; les attentes à l'égard du cas de force majeure survenu à l'unité 1 de la centrale de Keephills, y compris l'incidence de la réclamation, des pénalités et de la garantie d'assurance; l'achèvement de

l'opération de restructuration à la centrale de Poplar Creek et l'acquisition des parcs éoliens de Kent Breeze et Wintering Hills ainsi que les avantages connexes en découlant; et la conclusion de l'acquisition d'un parc éolien et de centrales d'énergie solaire de 71 MW aux États-Unis, y compris la croissance future dans ce pays et le rendement prévu tiré de l'acquisition.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité; notre capacité à conclure des contrats visant la vente de notre production à des prix qui garantiront les rendements prévus; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences de plus en plus strictes en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques d'exploitation liés à nos centrales, notamment les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions 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 centrales; les catastrophes naturelles ou les catastrophes d'origine humaine; la menace posée par le terrorisme intérieur 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 d'activité; 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 tout en maintenant des notes de crédit de première qualité; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; notre capacité de recouvrer nos pertes au moyen de notre garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires, réglementaires et contractuelles impliquant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions, y compris les retards ou les variations des coûts de construction du projet de South Hedland; la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités existantes et proposées et des initiatives de croissance; et l'incapacité de remplir les conditions relatives à l'achèvement de l'opération de restructuration à la centrale de Poplar Creek et de l'acquisition du parc éolien et de centrales d'énergie solaire aux États-Unis, y compris le respect des exigences des organismes de réglementation et les fluctuations des marchés dans lesquels les centrales exercent leurs activités.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2014 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 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 ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Rien ne garantit que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

FAITS SAILLANTS

Faits saillants consolidés

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	438	491	1 031	1 266
BAlIA aux fins de comparaison ¹	183	213	458	523
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(131)	(50)	(124)	(1)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ¹	(44)	(12)	(18)	35
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	160	154	371	392
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(39)	51	114	330
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison ¹	23	20	133	159
Perte nette par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,47)	(0,18)	(0,45)	-
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	(0,16)	(0,04)	(0,06)	0,13
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison ¹	0,57	0,57	1,33	1,45
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison ¹	0,08	0,07	0,48	0,59
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,18	0,36	0,47
Aux			30 juin 2015	31 déc. 2014
Total de l'actif			10 116	9 833
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement, montant net ²			4 142	4 013
Total des passifs non courants			5 354	4 504

Faits saillants financiers

- Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 30 millions de dollars et 65 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2014, pour s'établir à respectivement 183 millions de dollars et 458 millions de dollars. La diminution est en grande partie attribuable aux résultats défavorables du secteur Commercialisation de l'énergie au deuxième trimestre, aux pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché des couvertures économiques des secteurs Charbon au Canada et Charbon aux États-Unis, ainsi qu'à la baisse de la disponibilité dans le secteur Charbon au Canada. La performance du secteur Commercialisation de l'énergie à l'exercice précédent avait été favorablement influencée par la volatilité accrue découlant de conditions extraordinaires ayant prévalu au premier trimestre.
- Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont enregistré une légère hausse de 6 millions de dollars, pour s'établir à 160 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, puisque la plus grande part de la variation du BAlIA au deuxième trimestre est attribuable aux pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché. Depuis le début de l'exercice, les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ont diminué de 21 millions de dollars pour s'établir à 371 millions de dollars.

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 des mesures établies selon les IFRS.

2) Comprend la partie courante.

- Pour le trimestre, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison est de 44 millions de dollars (perte nette de 0,16 \$ par action), une baisse par rapport à une perte nette aux fins de comparaison de 12 millions de dollars (perte nette de 0,04 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. Depuis le début de l'exercice, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison est de 18 millions de dollars (perte nette de 0,06 \$ par action), une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 35 millions de dollars (résultat net de 0,13 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. Toutes ces baisses découlent du recul du BAIIA aux fins de comparaison.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est de 131 millions de dollars pour le trimestre (perte nette de 0,47 \$ par action), en regard d'une perte nette de 50 millions de dollars (perte nette de 0,18 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires depuis le début de l'exercice atteint 124 millions de dollars (perte nette de 0,45 \$ par action) comparativement à une perte nette de 1 million de dollars (perte nette de 0,00 \$ par action) pour la période correspondante de 2014. Pour chacune des périodes, les différences entre le résultat net aux fins de comparaison et le résultat net présenté sont principalement attribuables aux variations de la juste valeur des couvertures dont la désignation a été annulée et des couvertures économiques du secteur Charbon aux États-Unis¹, compte non tenu de la charge d'impôts connexe. De plus, la charge d'impôt différé au deuxième trimestre de 2015 a été fortement touchée par la hausse du taux d'imposition des sociétés en Alberta en juin 2015 et par la réorganisation interne découlant de la vente d'une participation financière dans nos activités en Australie à TransAlta Renewables.
- L'accroissement des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement depuis le 31 décembre 2014 s'explique surtout par l'incidence du raffermissement du dollar américain sur notre dette libellée en dollars américains. Cet accroissement est contrebalancé par une augmentation correspondante des actifs libellés en dollars américains. Au 30 juin 2015, l'augmentation du fonds de roulement a également contrebalancé la réduction de la dette réalisée au cours de l'opération liée à nos activités en Australie.

Faits saillants des initiatives stratégiques

Au cours du trimestre, nous avons continué de solidifier notre situation financière, d'améliorer le rendement de l'exploitation et de déployer d'importants efforts pour accroître notre portefeuille d'actifs faisant l'objet de contrats au moyen d'initiatives, notamment les suivantes :

- TransAlta Renewables a acquis une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens (l'«opération»). Nous avons reçu un produit en trésorerie net de 217 millions de dollars ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables, ce qui a entraîné une augmentation de notre participation, passée de 70 % à 76 %. Le produit en trésorerie reçu aux termes de l'opération a servi à réduire les emprunts sur nos facilités de crédit.
- TAMA Power, notre coentreprise avec Berkshire Hathaway Energy Company, a obtenu de l'AUC une approbation visant la construction de l'unité 7 à la centrale de Sundance, une centrale alimentée au gaz naturel d'une grande efficacité de 856 MW, en Alberta. La construction de l'unité 7 à la centrale de Sundance ne commencera pas tant qu'une partie importante de la capacité de la centrale ne fera pas l'objet d'un contrat.
- Nous avons restructuré des ententes contractuelles liées à notre centrale de Poplar Creek afin de prolonger le contrat lié aux générateurs de gaz jusqu'en 2030, dont l'échéance actuelle est en 2023, et d'acquérir deux parcs éoliens, représentant une capacité de 65 MW, en contrepartie de l'acquisition, par notre client, de générateurs de vapeur, de droits sur la production des générateurs de gaz, et du contrôle de l'exploitation de la centrale. L'opération a été signée le 7 juillet 2015. Au cours des trois dernières années, nous avons presque doublé la durée contractuelle moyenne pondérée résiduelle de notre flotte de gaz, la faisant passer de 6 ans à 12 ans.

1) Nous n'avons pas pu appliquer la comptabilité de couverture à certains contrats et, par conséquent, l'évaluation à la valeur du marché de ces contrats a eu une incidence sur le résultat comptabilisé. L'incidence des fluctuations de l'évaluation à la valeur du marché a été supprimée des produits pour présenter des résultats aux fins de comparaison qui reflètent la nature économique de ces contrats.

- Le 26 juillet 2015, nous avons convenu d'acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de 71 MW entièrement assujettis à des contrats pour une contrepartie au comptant de 76 millions de dollars américains ainsi que la prise en charge de certains éléments fiscaux et de la dette liée au projet sans recours de 42 millions de dollars américains. Les actifs comprennent nos premières centrales d'énergie solaire, représentant une capacité de 21 MW au Massachusetts, et un parc éolien de 50 MW au Minnesota.

Plus tôt au cours de l'exercice, nous avons conclu les opérations suivantes :

- Achèvement réussi de la construction du gazoduc relié à notre centrale électrique de Solomon.
- Début de la construction du projet d'électricité de South Hedland. La plus grande partie des travaux de terrassement sur le site est terminée et les entrepreneurs exécutent maintenant les travaux de génie civil.
- Conclusion d'un nouveau contrat d'approvisionnement en énergie de 72 MW d'une durée de 15 ans pour notre centrale de Windsor avec l'Independent Electricity System Operator (« IESO ») de l'Ontario. Le nouveau contrat entrera en vigueur en décembre 2016.
- Suppression de 122 postes dans le secteur Charbon au Canada, qui a donné lieu à des économies durables de 12 millions de dollars par année.

Résultats d'exploitation

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%) ¹	81,0	82,1	85,4	86,8
Disponibilité ajustée (%) ²	80,9	85,4	86,1	88,4
Production (GWh) ^{1,3}	8 820	9 283	18 720	21 350
BAIIA aux fins de comparaison :				
Charbon au Canada	71	83	166	178
Charbon aux États-Unis	11	16	34	33
Gaz	77	72	160	155
Énergie éolienne	33	33	88	96
Hydroélectricité	25	20	39	40
Commercialisation de l'énergie	(18)	4	5	53
Siège social	(16)	(15)	(34)	(32)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	183	213	458	523

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production et contrats de location-financement). La disponibilité de 2014 comprend également les placements en titres de capitaux propres qui ont été vendus en mai 2014.

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

3) La production de 2014 comprend 314 GWh de CE Generation, LLC et de Wailuku Holding Company, LLC, toutes deux vendues en mai 2014. Voir la rubrique « Événements importants de 2014 et événements postérieurs à la date de clôture » du rapport de gestion de 2014 pour plus de renseignements.

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a été de 71 millions de dollars pour le deuxième trimestre et de 166 millions de dollars depuis le début de l'exercice, comparativement à respectivement 83 millions de dollars et 178 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2014. La baisse du BAIIA pour le trimestre est surtout attribuable aux pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché de certains contrats financiers de gré à gré qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture mais fournissent une solide couverture économique contre les fluctuations des prix pour le secteur Charbon au Canada. En général, les pertes subies dans le cadre de ces contrats font l'objet de reprises au fil du temps, à mesure que nous livrons l'électricité sur le marché. Le secteur Charbon au Canada a aussi été touché par une disponibilité plus basse qu'à l'exercice précédent. Cette diminution de la disponibilité découle d'une interruption planifiée supplémentaire au cours du deuxième trimestre de 2015, de la réduction accrue de la capacité nominale en raison de l'incidence des températures élevées (qui surviennent normalement au cours du troisième trimestre) sur les bassins de refroidissement, d'un problème récurrent aux installations de dépoussiérage à l'unité 3 de la centrale de Keephills, et de la prolongation de l'une des deux interruptions planifiées afin de permettre l'exécution de plus de travaux.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 11 millions de dollars pour le trimestre par rapport à 16 millions de dollars pour la période correspondante de 2014, et à 34 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à 33 millions de dollars pour la période correspondante de 2014. Les résultats trimestriels ont été négativement touchés par les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché des contrats financiers conclus dans le but de couvrir notre production future. Les deux unités du secteur Charbon aux États-Unis ont été remises en service après l'entretien annuel.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 77 millions de dollars pour le deuxième trimestre et à 160 millions de dollars depuis le début de l'exercice, comparativement à respectivement 72 millions de dollars et 155 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2014. La hausse est surtout attribuable aux produits additionnels tirés du gazoduc en Australie, mis en service au cours du premier trimestre, et à l'appréciation du dollar américain.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison pour le trimestre a été comparable à celui de la période correspondante de 2014. Depuis le début de l'exercice, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 8 millions de dollars pour s'établir à 88 millions de dollars, en regard de la période correspondante de 2014, du fait principalement de la diminution des prix de l'électricité au cours du premier trimestre de 2015 en Alberta.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 25 millions de dollars pour le deuxième trimestre, comparativement à 20 millions de dollars pour la période correspondante de 2014, alors que nous avons utilisé la flexibilité prévue aux contrats pour tirer avantage des hausses de prix en Alberta par suite de la volatilité accrue des prix.
- Commercialisation de l'énergie : Le secteur Commercialisation de l'énergie a enregistré un BAIIA aux fins de comparaison négatif de 18 millions de dollars pour le trimestre, et un BAIIA aux fins de comparaison de 5 millions de dollars depuis le début de l'exercice, en baisse par rapport à respectivement 4 millions de dollars et 53 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2014. La baisse est attribuable à la conjoncture exceptionnelle du marché au premier trimestre de l'exercice précédent, qui a entraîné des marges relatives à la clientèle importantes, et à la volatilité du marché au deuxième trimestre de l'exercice considéré, qui a eu une incidence négative sur les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie.
- Siège social : Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, notre secteur Siège social a engagé des charges légèrement supérieures à celles des périodes correspondantes de 2014, en raison de la hausse des charges engagées par suite de l'opération avec TransAlta Renewables.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a diminué comparativement à celle des périodes correspondantes de 2014, du fait surtout de l'interruption de deux mois pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills en raison d'un surchauffeur endommagé. L'unité a été remise en service le 17 mai 2015. La disponibilité au cours de la période a aussi été touchée par la réduction accrue de la capacité nominale dans le secteur Charbon au Canada par suite de chaudes températures en début de saison qui ont eu une incidence sur nos bassins de refroidissement. La disponibilité au deuxième trimestre a aussi été influencée par deux interruptions planifiées, comparativement à une seule interruption au cours de l'exercice précédent. L'interruption planifiée à l'unité 3 de la centrale de Sundance a également été prolongée afin de permettre l'exécution de plus de travaux.

La diminution de la production au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015 par rapport à la production de la période correspondante de 2014 est également imputable au fait que la répartition économique saisonnière a duré plus longtemps dans le secteur Charbon aux États-Unis, l'hiver ayant été doux cette année dans la région du nord-ouest du Pacifique.

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 et les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison procurent aux investisseurs 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 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(39)	51	114	330
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	198	68	247	26
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	159	119	361	356
Ajustements :				
Paiement des frais de restructuration	-	-	7	-
Incidence liée à la réclamation en Californie	-	33	-	33
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	-	2	1
Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	2	1	2
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	160	154	371	392
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(104)	(107)	(174)	(171)
Recouvrement d'assurance à l'égard des dépenses d'investissement de maintien liées aux inondations en Alberta en 2013	-	1	-	1
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(11)	(10)	(23)	(19)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(22)	(18)	(41)	(44)
Flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison	23	20	133	159
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	279	272	278	271
Fonds provenant des activités d'exploitation par action aux fins de comparaison	0,57	0,57	1,33	1,45
Flux de trésorerie disponibles par action aux fins de comparaison	0,08	0,07	0,48	0,59

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
BAIIA aux fins de comparaison	183	213	458	523
Pertes latentes sur les activités de gestion du risque	31	5	36	10
Charge d'intérêt	(54)	(58)	(109)	(119)
Provisions	5	6	(4)	4
Charge d'impôt exigible	(5)	(9)	(11)	(17)
Profit (perte) de change réalisé(e)	5	(3)	13	1
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(4)	(13)	(7)
Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013	-	4	-	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	3	-	1	(3)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	160	154	371	392

Les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles aux fins de comparaison pour le deuxième trimestre de 2015 n'ont pas été influencés par le manque à gagner au titre du BAIIA puisque la plus grande partie de la diminution est attribuable à des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché autres qu'en espèces. La diminution de la charge d'intérêt et les impôts au comptant ont contrebalancé une partie du manque à gagner au titre du BAIIA.

SITUATION FINANCIÈRE

Nous visons à maintenir notre souplesse financière en utilisant des sources multiples pour financer nos plans d'affaires, tout en conservant un niveau de liquidités disponibles suffisant pour soutenir les activités de conclusion de contrats et de négociation. Nous tenons à renforcer notre situation financière et nos ratios de couverture des flux de trésorerie de façon à obtenir des notes de crédit de première qualité stables.

Nous avons élaboré notre propre définition des ratios et des objectifs pour gérer notre capital. 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.

Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés

Aux	30 juin 2015	31 déc. 2014
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	741	762
Ajouter : intérêts sur la dette déduction faite du produit d'intérêt et des intérêts incorporés au coût de l'actif ¹	226	236
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts¹	967	998
Intérêts sur la dette déduction faite du produit d'intérêt ¹	234	239
Ajouter : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées ¹	23	21
Intérêts ajustés¹	257	260
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés (multiple)	3,8	3,8

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 est comparable à celui de l'exercice précédent. Nous cherchons à atteindre la fourchette souhaitée d'ici la fin de l'exercice.

1) Pour les 12 derniers mois.

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

Aux	30 juin 2015	31 déc. 2014
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ¹	741	762
Déduire : 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées ¹	(23)	(21)
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison¹	718	741
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 213	4 056
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie (excluant les liquidités soumises à restrictions)	(71)	(43)
Juste valeur (de l'actif) des instruments de couverture sur la dette ²	(90)	(96)
Dette nette ajustée	4 523	4 388
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée (%)	15,9	16,9

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 %. Nous prévoyons atteindre cet objectif en 2016. La diminution du ratio depuis le début de l'exercice découle de la baisse des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison et de l'incidence du raffermissement du dollar américain sur notre dette libellée en dollars américains. Notre dette libellée en dollars américains est entièrement couverte au moyen d'actifs libellés en dollars américains, et nous réévaluons certains de ces actifs sans tenir compte des ajustements de la dette nette. Au 30 juin 2015, la dette nette était également influencée par les fluctuations saisonnières du fonds de roulement qui a contrebalancé la réduction de la dette de 217 millions de dollars atteinte grâce aux capitaux mobilisés dans le cadre de l'opération avec TransAlta Renewables.

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

Aux	30 juin 2015	31 déc. 2014
Dette à long terme à la fin de la période, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement	4 213	4 056
Déduire : trésorerie et équivalents de trésorerie	(71)	(43)
Ajouter : 50 % des actions privilégiées émises	471	471
Juste valeur (de l'actif) des instruments de couverture sur la dette ²	(90)	(96)
Dette nette ajustée	4 523	4 388
BAIIA aux fins de comparaison¹	971	1 036
Dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple)	4,7	4,2

Notre ratio cible au titre de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison est de trois à quatre fois. Depuis le début de l'exercice, notre ratio s'est détérioré par rapport à celui au 31 décembre 2014, du fait principalement de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison pendant la période et du raffermissement du dollar américain, comme il est mentionné à la rubrique «Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée» ci-dessus. Nous prévoyons atteindre cet objectif en 2016.

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Comprise dans les actifs et passifs de gestion du risque des états financiers consolidés résumés aux 30 juin 2015 et 31 décembre 2014.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS ET ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Vente d'une participation financière à TransAlta Renewables Inc.

Le 7 mai 2015, nous avons conclu la vente d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie de nos actifs australiens à TransAlta Renewables. Les actifs australiens se composent d'une production de 575 MW provenant de six centrales en exploitation et du projet de South Hedland actuellement en construction, ainsi que du gazoduc de 270 kilomètres récemment mis en service. L'investissement de TransAlta Renewables consiste en l'acquisition de titres qui, au total, procurent une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens, pour une contrepartie totale de 1,78 milliard de dollars.

Au moment de la clôture de l'opération, TransAlta Renewables a versé à la Société 217 millions de dollars ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables, ce qui a fait passer notre participation de 70 % à 76 %. TransAlta Renewables s'est également engagée à financer les coûts restants pour la construction du projet de South Hedland, évalués à 491 millions de dollars.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement par appel public à l'épargne offrant 17 858 423 actions ordinaires à un prix de 12,65 \$ par action. La clôture du placement a eu lieu en deux étapes, soit le 15 avril et le 23 avril 2015. L'approbation de l'actionnaire de TransAlta Renewables a été obtenue le 7 mai 2015.

Unité 7 de la centrale de Sundance

Le 9 juin 2015, TAMA Power a reçu de l'AUC une approbation visant la construction et l'exploitation d'une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel d'une capacité de 856 MW en Alberta.

L'étape suivante dans la mise en œuvre du projet, soit l'examen de l'Alberta Environment and Sustainable Resource Development, est en cours. La construction de l'unité 7 de la centrale de Sundance ne commencera pas tant qu'une partie importante de la capacité de la centrale ne fera pas l'objet d'un contrat.

Poplar Creek

Le 7 juillet 2015, nous avons convenu avec Suncor Énergie («Suncor») de restructurer l'entente actuelle visant les services de production d'électricité aux installations de base des sables pétrolifères de Suncor près de Fort McMurray et aux termes de laquelle TransAlta pourra acquérir la participation de Suncor dans deux projets éoliens situés en Alberta et en Ontario.

Notre centrale de cogénération à Poplar Creek, d'une capacité maximale de 376 MW, a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. En vertu de la nouvelle entente, Suncor fera l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. De plus, Suncor sera seule responsable du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris la responsabilité de l'ensemble des dépenses d'investissement, et sera autorisée à utiliser les générateurs à gaz de TransAlta à leur pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. Nous fournirons à Suncor des services de surveillance centralisée, des services de diagnostic et du soutien technique afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de toute la centrale de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Dans le cadre de cette entente restructurée, nous ferons l'acquisition de la participation de Suncor dans les installations de Kent Breeze de 20 MW situées en Ontario, ainsi que de la participation de 51 % de Suncor dans les installations de Wintering Hills de 88 MW situées en Alberta. Les installations de Kent Breeze font l'objet d'un contrat de 20 ans avec l'IESO de l'Ontario.

La restructuration crée de la valeur en prolongeant la durée du contrat jusqu'en 2030 et en réduisant notre exposition au marché de l'électricité de l'Alberta. Elle permet également d'ajouter deux projets éoliens de première qualité à notre portefeuille et de créer des possibilités de cession des actifs de production de gaz entièrement assujettis à des contrats et de cession des deux projets éoliens à TransAlta Renewables.

Par suite de l'entente, les actifs nets de Poplar Creek, totalisant environ 226 millions de dollars, seront reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente au troisième trimestre. Le montant comprend la valeur comptable nette des générateurs à gaz, puisque le nouveau contrat devrait constituer un contrat de location-financement.

L'opération de restructuration et les ententes connexes sont assujetties à la satisfaction d'un certain nombre de conditions habituelles et à la réception des approbations des organismes de réglementation. L'opération devrait être conclue au cours du troisième trimestre.

Acquisition d'un parc éolien et de centrales d'énergie solaire aux États-Unis

Le 26 juillet 2015, nous avons convenu d'acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de 71 MW entièrement assujettis à des contrats pour une contrepartie en trésorerie de 76 millions de dollars américains ainsi que la prise en charge de certains éléments fiscaux et de la dette sans recours de 42 millions de dollars américains liée au projet. Les actifs acquis comprennent des centrales d'énergie solaire de 21 MW au Massachusetts et un parc éolien de 50 MW à Lakeswind, au Minnesota. Les actifs font l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme variant entre 20 ans et 30 ans. L'acquisition est sous réserve des approbations habituelles des organismes de réglementation et devrait être conclue à la fin de septembre 2015.

Cette acquisition, qui nous permet d'acquérir nos premières centrales d'énergie solaire, s'harmonise à notre stratégie visant à faire croître notre plateforme d'énergies renouvelables, à diversifier notre portefeuille et à augmenter les possibilités de futurs transferts d'actifs à TransAlta Renewables. Cette acquisition ajoute à la diversité géographique, technologique et de contreparties et élargit la plateforme aux États-Unis aux fins de la croissance future des énergies renouvelables.

Les projets d'énergie solaire, qui comprennent quatre centrales au sol et quatre installations sur des toits, sont tous assujettis à des contrats à long terme et sont admissibles à la phase un du programme Massachusetts Solar Renewable Energy Credit («SREC-I»), mis sur pied pour encourager les investissements dans la production d'énergie solaire distribuée. Le parc éolien est en service depuis mars 2014 et fait l'objet de trois contrats d'achat d'électricité à long terme jusqu'en 2034 conclus avec des contreparties de premier ordre.

Projet d'électricité de South Hedland

La construction du projet de South Hedland a commencé en janvier 2015. Les travaux de terrassement et d'assainissement des sols ont été achevés en mai 2015. Les travaux de génie civil ont débuté et les services d'entrepreneurs ont été retenus. L'équipement à long délai de livraison a été commandé et la fabrication est en cours; aucun retard dans la livraison n'a été signalé. Les tests d'acceptation de diverses pièces d'équipement ont été achevés. Des études techniques détaillées sur l'îlot de puissance ont été amorcées.

Cas de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills

Le 17 mars 2015, une interruption non planifiée a commencé à l'unité 1 de notre centrale de Keephills de 395 MW en raison d'un surchauffeur endommagé. L'unité a été remise en service le 17 mai 2015.

Après avoir élaboré un plan de retour au service et examiné les causes d'interruption, nous avons avisé l'acheteur en vertu du contrat d'achat d'électricité («CAÉ») et le Balancing Pool qu'un cas de force majeure d'interruption à faible probabilité et à incidence élevée (*High Impact Low Probability*) était survenu. En cas de force majeure, en vertu du CAÉ, nous avons le droit de continuer de recevoir des paiements de capacité et nous n'avons pas à verser de pénalités liées à la disponibilité. Nous prévoyons également que les frais engagés en raison de ce cas de force majeure seront couverts par l'assurance. Par conséquent, nous ne prévoyons pas que l'interruption aura une incidence financière importante.

Gazoduc en Australie

Le 19 mars 2015, nous avons annoncé l'achèvement du gazoduc de Fortescue River en Australie-Occidentale. Le projet, notre premier gazoduc, a été réalisé selon un échéancier de neuf mois et à un coût total estimé à 183 millions de dollars australiens. Nous détenons une participation de 43 % dans le gazoduc. Le gazoduc fournit du gaz à notre centrale de Solomon qui soutient les activités minières de Fortescue Metals Group dans le centre d'activité de Solomon.

Reconduction du contrat de Windsor

Au cours du premier trimestre, nous avons exécuté un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'IESO de l'Ontario pour notre centrale de Windsor, qui entrera en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Le contrat est semblable au contrat signé en 2013 pour notre centrale d'Ottawa. En vertu du nouveau contrat, jusqu'à 72 MW de la production de la centrale peuvent être répartis. Le nouveau contrat procure à cette centrale un résultat stable à long terme.

Activités de financement

Le 15 janvier 2015, nos billets de premier rang à 4,75 % d'un capital de 500 millions de dollars américains sont venus à échéance et ont été payés au moyen des liquidités existantes. Le 11 février 2015, nous avons refinancé la dette venant à échéance de notre centrale hydroélectrique de Pingston, en Colombie-Britannique. La quote-part du produit brut qui revient à la Société s'élevait à 45 millions de dollars. Les obligations portent intérêt au taux fixe annuel de 2,95 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement des débetures garanties de 35 millions de dollars qui portent intérêt à 5,28 %. L'excédent du produit, déduction faite des coûts de transaction, sera affecté aux activités générales du siège social et au remboursement de la dette de la Société.

Restructuration des centrales alimentées au charbon au Canada

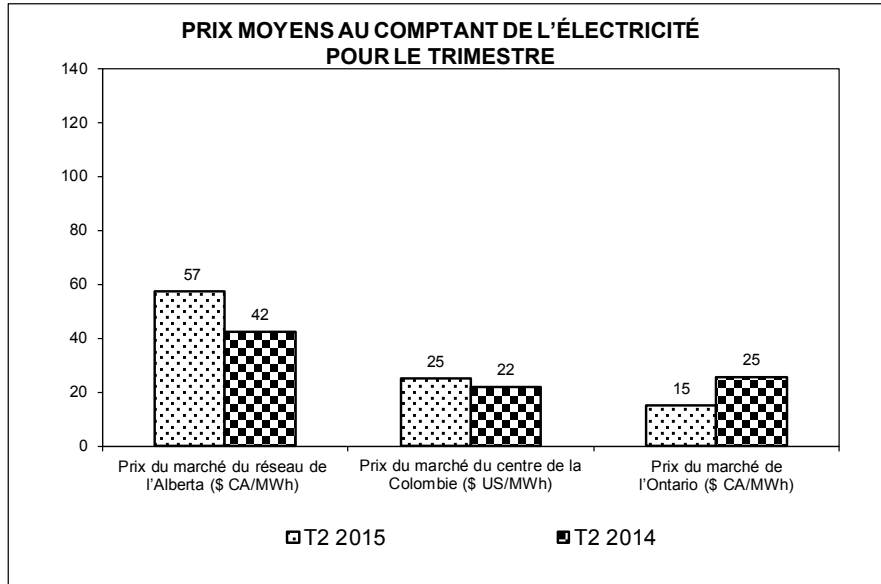
Le 14 janvier 2015, nous avons lancé une importante initiative de réduction des coûts à nos centrales alimentées au charbon au Canada, qui s'est traduite par une réduction de 20 % de l'effectif. L'initiative devrait générer des économies d'environ 12 millions de dollars par année. L'initiative a été mise en œuvre rapidement, et nous réalisons déjà une grande partie de ces économies. Par conséquent, nous avons engagé des coûts de restructuration d'environ 7 millions de dollars au premier trimestre.

Procédures devant l'AUC

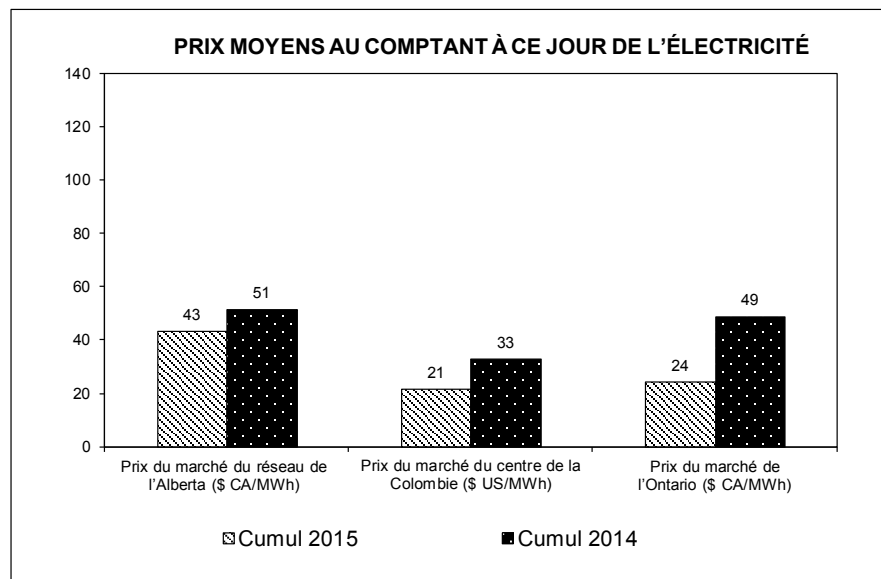
Le 27 juillet 2015, l'AUC a publié sa décision dans l'affaire présentée par l'Alberta Market Surveillance Administrator. Nous continuons de passer en revue la décision qui a établi, entre autres, que nos actions relativement à quatre interruptions à nos centrales alimentées au charbon, d'une durée de 11 jours en 2010 et en 2011, ont empêché les acheteurs en vertu des CAÉ d'aller vers les concurrents et ont manipulé les prix du marché de façon à écarter la concurrence. Notre revue comprend l'examen de la possibilité de demander une autorisation d'appel auprès de la cour d'appel de l'Alberta, qui doit être présentée dans les 30 jours. La décision marque la fin de la première phase des procédures. La deuxième phase consiste à étudier toute pénalité imposée à la Société par l'AUC.

PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2015 et 2014 sur les trois principaux marchés dans lesquels nous détenons une capacité marchande sont présentés dans les graphiques suivants.



Les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2014 surtout en raison de la baisse de l'offre par suite d'interruptions et d'une forte activité d'appels d'offres en juin. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté par rapport à 2014 en raison de conditions hydrologiques plus sèches que la normale et des températures chaudes fin juin. Les prix moyens au comptant en Ontario pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 ont diminué par rapport à la période correspondante de 2014 en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de la diminution des prix de l'électricité dans les marchés environnants, ce qui a diminué les exportations possibles.



Les prix moyens au comptant de l'électricité pour la période de six mois close le 30 juin 2015 ont diminué sur les trois marchés. La baisse des prix du gaz naturel s'est répercutée sur tous les marchés. La hausse de l'offre en Alberta a entraîné de faibles résultats pour le premier semestre, sauf pour juin. L'augmentation des ressources hydrauliques dans la région du nord-ouest du Pacifique au premier trimestre a plus que contrebalancé les conditions météorologiques plus sèches du deuxième trimestre. Jusqu'à maintenant en 2015, la demande diminue constamment en Ontario par rapport à 2014.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS AUX FINS DE COMPARAISON

Au cours du premier trimestre de 2015, nous avons commencé à présenter les secteurs Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité comme des secteurs d'activité distincts. Auparavant, ces secteurs étaient présentés collectivement dans le secteur Production et étaient présentés séparément par type de carburant dans notre rapport de gestion afin de fournir un supplément d'information à nos lecteurs. Par conséquent, le changement dans la sectorisation selon les IFRS a eu une incidence minime sur notre rapport de gestion. Aucun changement n'a été apporté dans les secteurs Commercialisation de l'énergie et Siège social. Voir la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Les chiffres comparatifs 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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	74,6	86,9	79,5	87,0
Production assujettie à des contrats (GWh)	4 265	4 998	9 181	10 263
Production marchande (GWh)	958	877	1 979	1 861
Total de la production (GWh)	5 223	5 875	11 160	12 124
Capacité installée brute (MW)	3 771	3 771	3 771	3 771
Produits des activités ordinaires	205	236	451	490
Combustible et achats d'électricité	83	103	182	210
Marge brute aux fins de comparaison¹	122	133	269	280
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	47	97	96
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	6	6
BALIA aux fins de comparaison¹	71	83	166	178
Amortissement	75	68	146	144
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison¹	(4)	15	20	34
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	15	15	23	25
Matériel minier et achat de terrains	8	3	12	8
Contrats de location-financement	3	2	6	4
Entretien planifié d'envergure	47	36	77	64
Total	73	56	118	101

1) Les chiffres comparatifs 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.

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a diminué de respectivement 652 gigawattheures («GWh») et 964 GWh en regard de celles des périodes correspondantes de 2014, principalement en raison de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées et des réductions de la capacité nominale. Les résultats du deuxième trimestre de 2015 comprennent deux projets d'entretien d'envergure comparativement à un seul en 2014. L'interruption planifiée à l'unité 3 de la centrale de Sundance a aussi été plus longue au cours de l'exercice considéré en raison de l'étendue des travaux nécessaires sur les turbines. L'augmentation du nombre d'interruptions non planifiées est principalement attribuable à l'interruption de deux mois pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills. Les réductions accrues de la capacité nominale sont principalement associées à l'incidence des températures chaudes sur nos bassins de refroidissement à nos installations de Sundance.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, la baisse de la disponibilité et les pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché des couvertures économiques ont eu une incidence négative sur notre marge brute. La marge brute aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison ont diminué d'environ 11 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2014. La réduction des charges d'exploitation à la mine Highvale a en partie atténué le manque à gagner en matière de disponibilité.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 a augmenté en regard de celui de la période correspondante de 2014 par suite de la hausse du nombre de mises hors service d'actifs en 2015 en raison des activités d'entretien planifiées.

Depuis le début de l'exercice, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté de 17 millions de dollars comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent en raison du fait que la période considérée a compté un projet d'entretien d'envergure de plus, en raison des coûts de réparation de l'unité 1 à la centrale de Keephills que nous devrions recouvrer en vertu de notre programme d'assurance, et en raison du calendrier des dépenses liées aux activités minières.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	70,4	49,0	80,7	71,8
Disponibilité ajustée (%) ¹	69,8	68,9	84,8	71,8
Volume assujéti aux contrats de vente (GWh)	696	250	1 385	496
Volume des ventes marchandes (GWh)	759	227	1 336	2 225
Achats d'électricité (GWh)	(738)	(107)	(1 449)	(235)
Total de la production (GWh)	717	370	1 272	2 486
Capacité installée brute (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	65	44	147	150
Combustible et achats d'électricité	43	17	89	92
Marge brute aux fins de comparaison	22	27	58	58
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	10	22	24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	1
BAIIA aux fins de comparaison	11	16	34	33
Amortissement	17	13	32	27
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(6)	3	2	6
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	1	1	1
Contrats de location-financement	1	-	1	-
Entretien planifié d'envergure	6	8	9	9
Total	8	9	11	10

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

La production pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 a progressé de 347 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2014 puisque nous avons augmenté notre production pour tirer avantage de la hausse des prix de l'électricité au cours du trimestre. Cette année, nous avons tiré profit de la baisse des prix au premier trimestre pour commencer notre entretien annuel plus tôt en prévision de la hausse des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. En temps normal, l'entretien est achevé au cours du deuxième trimestre.

La production pour la période de six mois close le 30 juin 2015 a diminué de 1 214 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2014 du fait surtout de la diminution des prix de l'électricité au premier trimestre de 2015. Cette diminution des prix nous a donné l'occasion d'arrêter notre production et de satisfaire à nos obligations contractuelles en achetant de l'électricité à plus bas prix sur le marché.

En décembre 2014, nous avons commencé à fournir de l'électricité à Puget Sound Energy aux termes d'un contrat de 10 ans. La capacité faisant l'objet du contrat en 2015 s'établit à 180 MW et le prix prévu au contrat est plus élevé que le prix actuel du marché dans la région du nord-ouest du Pacifique. Pour remplir le contrat, nous pouvons aussi acheter de l'électricité sur le marché lorsque cela est économique, et ainsi améliorer notre marge.

Malgré les avantages de ce contrat, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 5 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 par rapport à la période correspondante de 2014, principalement en raison des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché des contrats financiers conclus dans le but de couvrir notre production future. De plus, la reprise de la dépréciation des stocks de charbon effectuée plus tôt par suite de la hausse des prix de l'électricité et une pile de charbon plus petite ont eu une incidence sur le BAIIA pour le trimestre considéré. Le raffermissement du dollar américain a également eu une incidence favorable sur les résultats de ce secteur.

Gaz

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	93,7	89,0	95,3	92,5
Production assujettie à des contrats (GWh)	1 376	1 392	2 705	2 729
Production marchande (GWh)	360	447	1 055	1 118
Total de la production (GWh)	1 736	1 839	3 760	3 847
Capacité installée brute (MW) ¹	1 531	1 779	1 531	1 779
Produits des activités ordinaires	154	168	335	413
Combustible et achats d'électricité	53	70	126	206
Marge brute aux fins de comparaison	101	98	209	207
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	23	25	47	50
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	2
BAIIA aux fins de comparaison	77	72	160	155
Amortissement	27	28	55	56
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	50	44	105	99
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	2	5	4	8
Entretien planifié d'envergure	5	20	12	24
Total	7	25	16	32

1) Comprend les capacités de production des centrales de Fort Saskatchewan et de Solomon, qui ont été comptabilisées à titre de contrats de location-financement. Les actifs de la centrale alimentée au gaz de Centralia ont été vendus au quatrième trimestre de 2014. La capacité de production a été supprimée des mesures de notre capacité brute à cette date.

Comme une tranche importante des produits du secteur Gaz est attribuable au transfert des coûts du gaz à nos clients, les produits et les coûts du carburant ont baissé d'un montant similaire au cours du premier semestre de 2015 comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, par suite de la diminution du coût des intrants au titre du gaz. L'augmentation du BAIIA est principalement attribuable aux produits tirés du gazoduc australien mis en service en mars 2015. Les produits tirés de nos installations de Solomon ont été favorablement influencés par le raffermissement du dollar américain.

Les dépenses d'investissement de maintien ont reculé de 18 millions de dollars et de 16 millions de dollars respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 par rapport aux périodes correspondantes de 2014 par suite de la réduction des activités d'entretien prévues. En 2014, nous avons procédé à des interruptions planifiées aux fins d'entretien à nos installations d'Ottawa et de Sarnia.

Énergie éolienne

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Disponibilité (%)	95,2	93,5	95,1	93,9
Production assujettie à des contrats (GWh)	451	446	1 088	1 196
Production marchande (GWh)	157	203	497	465
Total de la production (GWh)	608	649	1 585	1 661
Capacité installée brute (MW)	1 289	1 289	1 289	1 289
Produits des activités ordinaires	49	49	122	129
Combustible et achats d'électricité	2	3	6	7
Marge brute aux fins de comparaison	47	46	116	122
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	12	24	23
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	1	4	3
BAIIA aux fins de comparaison	33	33	88	96
Amortissement	22	23	44	44
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	11	10	44	52
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	-	1	-	1
Entretien planifié d'envergure	4	3	6	4
Total	4	4	6	5

La production pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a diminué de respectivement 41 GWh et 76 GWh par rapport aux périodes correspondantes de 2014, principalement en raison de la diminution des volumes d'énergie éolienne à notre parc éolien du Wyoming.

Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 8 millions de dollars pour la période de six mois close le 30 juin 2015 par rapport à la période correspondante de 2014 en raison de la diminution des prix au cours du premier trimestre de 2015 qui a eu une incidence sur la performance financière de nos parcs éoliens en Alberta, puisque, de façon générale, la production d'énergie éolienne tirée de nos installations marchandes ne fait pas l'objet d'opérations de couverture.

Hydroélectricité

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Production assujettie à des contrats (GWh)	507	527	905	890
Production marchande (GWh)	29	23	38	28
Total de la production (GWh)	536	550	943	918
Capacité installée brute (MW)	913	913	913	913
Produits des activités ordinaires	38	33	63	64
Combustible et achats d'électricité	3	2	4	4
Marge brute aux fins de comparaison	35	31	59	60
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	11	19	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	1	2
Recouvrement d'assurance	-	(1)	-	(1)
BAIIA aux fins de comparaison	25	20	39	40
Amortissement	6	6	12	12
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	19	14	27	28
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	5	3	11	4
Entretien planifié d'envergure	2	-	3	-
Total avant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	7	3	14	4
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	-	5	-	7
Total	7	8	14	11

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 5 millions de dollars pour la période de trois mois close le 30 juin 2015 en regard de la période correspondante de 2014, principalement par suite de la volatilité accrue des prix en Alberta au cours du deuxième trimestre, ce qui nous a permis de tirer profit de notre flexibilité à produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.

Les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté en 2015 par rapport à 2014 surtout en raison des coûts liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques, coûts qui avaient été classés dans les dépenses d'investissement de croissance à l'exercice précédent.

Commercialisation de l'énergie

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	(17)	8	14	73
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	1	4	9	20
BAIIA et résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(18)	4	5	53

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, le BAIIA aux fins de comparaison a baissé de respectivement 22 millions de dollars et 48 millions de dollars par rapport à celui des périodes correspondantes de 2014. La baisse est attribuable à la conjoncture exceptionnelle du marché au premier trimestre de l'exercice précédent, qui a entraîné des marges relatives à la clientèle importantes, et à la volatilité du marché au deuxième trimestre de l'exercice considéré, qui a eu une incidence négative sur les résultats du secteur Commercialisation de l'énergie. La diminution de la marge brute a été en partie contrebalancée par une réduction des coûts d'exploitation, qui comprennent la charge de rémunération fondée sur le rendement.

Siège social

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	16	15	34	32
Amortissement	7	7	13	13
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	23	22	47	45
Dépenses d'investissement de maintien				
Dépenses d'investissement courantes	5	5	9	12
Total	5	5	9	12

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, les coûts du siège social ont augmenté par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2014 du fait de l'opération conclue avec TransAlta Renewables.

Les dépenses d'investissement courantes pour la période de six mois close le 30 juin 2015 ont diminué en regard de celles de la période correspondante de 2014 en raison surtout de la diminution des coûts liés aux technologies de l'information de la Société.

AUTRES RÉSULTATS CONSOLIDÉS

Charge d'intérêt nette

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Intérêt sur la dette	56	58	113	119
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	-	(5)	-
Intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-financement	-	-	1	-
Désactualisation des provisions	5	4	10	9
Charge d'intérêt nette	59	62	119	128

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, la charge d'intérêt nette a été comparable à celle de la période correspondante de 2014.

La charge d'intérêt nette pour la période de six mois close le 30 juin 2015 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2014 en raison de la diminution du niveau d'endettement et de l'augmentation des intérêts incorporés dans le coût de l'actif, le tout en partie contrebalancé par la hausse des intérêts sur notre dette libellée en dollars américains par suite du raffermissement du dollar américain.

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, compte non tenu des éléments non comparables :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Résultat avant impôts sur le résultat	(73)	(32)	(44)	59
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(12)	(11)	(26)	(26)
Ajustements aux fins de comparaison :				
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	42	35	73	28
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	(1)	-	(1)	-
Profit à la vente d'actifs	-	(1)	-	(1)
Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre des contrats de change intragroupe	1	-	1	-
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	(3)	1	1
Provision pour frais de restructuration	-	-	7	-
Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(4)	-	(4)	-
Autres pertes (bénéfices) d'exploitation, montant net	-	5	-	5
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison assujéti à l'impôt	(47)	(7)	7	66
Ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison :				
Recouvrement d'impôts sur le résultat au titre de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	14	12	25	10
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la provision pour frais de restructuration	-	-	2	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié au profit à la vente d'actifs	-	1	-	1
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la vente de placements	-	36	-	36
Charge d'impôts sur le résultat liée à la radiation d'actifs d'impôt différé	-	(51)	-	(51)
Ajustement à l'égard de l'impôt différé	(20)	-	(20)	-
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié à la reprise de (provision pour) la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	(3)	-	12	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à l'opération	(40)	-	(48)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite du recouvrement d'assurance	-	(1)	-	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux autres résultats d'exploitation nets	-	1	-	1
Total des ajustements au titre de la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	(49)	(2)	(29)	(3)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	35	(3)	31	15
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison	(14)	(5)	2	12
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison (%)	30	71	29	18

Pour la période de trois mois close le 30 juin 2015, le recouvrement d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison a augmenté par rapport à celui de la période correspondante de 2014, par suite d'une hausse de la perte aux fins de comparaison et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, contrebalancées par certains montants qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Pour la période de six mois close le 30 juin 2015, la charge d'impôts sur le résultat aux fins de comparaison a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2014, en raison de la baisse du résultat aux fins de comparaison et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, contrebalancées par certains montants qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta aux fins de comparaison pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a respectivement diminué et augmenté en regard de celui des périodes correspondantes de 2014 en raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2015, nous avons comptabilisé une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 3 millions de dollars (réduction de valeur de 51 millions de dollars au 30 juin 2014). Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015, nous avons repris une réduction de valeur d'actifs d'impôt différé de 12 millions de dollars (réduction de valeur de 51 millions de dollars au 30 juin 2014). Les actifs d'impôt différé avaient principalement trait aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités aux États-Unis détenues directement. Nous avons sorti ces actifs du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que nos activités aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Les autres éléments du résultat global constatés au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015 ont entraîné une différence temporaire imposable sur laquelle est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de cette reprise.

Afin de tenir compte de la transaction avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des sociétés de TransAlta a été effectuée. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, la réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de respectivement 40 millions de dollars et 48 millions de dollars au titre de notre placement dans une filiale.

Au cours du deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a pratiquement adopté une loi faisant augmenter le taux d'impôt sur le revenu des sociétés provincial qui passera de 10 % à 12 %, à compter du 1^{er} juillet 2015, ce qui se traduirait par une hausse nette de notre passif d'impôt différé de 18 millions de dollars. De ce montant, une tranche de 20 millions de dollars a été comptabilisée dans le compte de résultat, y compris un montant compensatoire de 2 millions de dollars au titre d'un recouvrement d'impôt différé sur le résultat comptabilisé dans les autres éléments du résultat global au cours de la période où la loi était pratiquement en vigueur.

Participations ne donnant pas le contrôle

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a été comparable à celui des périodes correspondantes de 2014. La hausse des participations ne donnant pas le contrôle a été contrebalancée par la diminution du résultat des filiales que nous ne détenons pas en propriété exclusive. Par suite de la clôture de l'opération, la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables a diminué pour passer de 29,7 % à 27,2 %, tout en prenant de la valeur. Se reporter à la note 6 des états financiers consolidés résumés pour obtenir des renseignements supplémentaires.

MESURES 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 six mois closes les 30 juin 2015 et 2014. 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.

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 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.

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 six mois closes les 30 juin 2015 et 2014. Les renvois se trouvent dans le tableau de rapprochement qui suit.

Renvoi	Ajustement	Secteur	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
			2015	2014	2015	2014
Reclassement :						
1	Produits tirés des contrats de location-financement utilisés comme une approximation au titre des produits d'exploitation	Gaz	13	12	26	24
2	Diminution des créances au titre de contrats de location-financement utilisées comme une approximation au titre des produits d'exploitation et de l'amortissement	Gaz	1	-	2	1
3	Reclassement de l'amortissement minier du poste Combustible et achats d'électricité	Charbon au Canada	16	13	30	28
4	Tranche comparable des recouvrements d'assurance reçus	Énergie hydroélectrique	-	(1)	-	(1)
Ajustements apportés au résultat pour présenter des résultats aux fins de comparaison :						
5	Incidence sur les produits liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et certaines couvertures économiques	Charbon aux É.-U.	42	35	73	28
6	Frais d'entretien liés aux inondations en Alberta en 2013, déduction faite du recouvrement d'assurance	Énergie hydroélectrique	-	(2)	1	2
7	Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	Gaz	(1)	-	(1)	-
8	Provision pour frais de restructuration	Charbon au Canada	-	-	7	-
9	Tranche non comparable du recouvrement d'assurance reçu	Énergie hydroélectrique	-	(1)	-	(1)
10	Réclamation en Californie	Commercialisation de l'énergie	-	5	-	5
11	Profit à la vente d'actifs non comparable	Placements en titres de capitaux propres	-	(1)	-	(1)
12	Couvertures économiques des participations ne donnant pas le contrôle dans le cadre des contrats de change intragroupe	Non affecté	1	-	1	-
13	Incidence fiscale nette des ajustements aux fins de comparaison assujettis à l'impôt	Non affecté	(14)	2	(27)	3
14	(Reprise de) provision pour la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	Non affecté	3	-	(12)	-
15	Charge d'impôts sur le résultat liée à l'opération	Non affecté	40	-	48	-
16	Ajustement à l'égard de l'impôt différé	Non affecté	20	-	20	-
17	Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Non affecté	4	-	4	-

Le tableau suivant présente un rapprochement des résultats aux fins de comparaison et des résultats présentés pour les périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin 2015 et 2014 :

	Trois mois clos le 30 juin 2015				Trois mois clos le 30 juin 2014			
	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	438	14 ^{1,2}	42 ⁵	494	491	12 ^{1,2}	35 ⁵	538
Combustible et achats d'électricité	200	(16) ³	-	184	208	(13) ³	-	195
Marge brute	238	30	42	310	283	25	35	343
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	-	-	119	122	-	2 ⁶	124
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	(1)	-	1 ⁷	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8	7	-	-	7
Recouvrement d'assurance	-	-	-	-	-	(1) ⁴	-	(1)
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	3	1 ⁴	(4) ^{9,10}	-
BAIIA	112	30	41	183	151	25	37	213
Amortissement	137	17 ^{2,3}	-	154	132	13 ^{2,3}	-	145
Résultats d'exploitation	(25)	13	41	29	19	12	37	68
Produits tirés des contrats de location-financement	13	(13) ¹	-	-	12	(12) ¹	-	-
Profit (perte) de change	(2)	-	1 ¹²	(1)	(2)	-	-	(2)
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	1	-	(1) ¹¹	-
Résultat avant intérêts et impôts	(14)	-	42	28	30	-	36	66
Charge d'intérêt nette	59	-	-	59	62	-	-	62
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	35	-	(49) ^{13,14,15,16}	(14)	(3)	-	(2) ¹³	(5)
Résultat net	(108)	-	91	(17)	(29)	-	38	9
Participations ne donnant pas le contrôle	12	-	4 ¹⁷	16	11	-	-	11
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(120)	-	87	(33)	(40)	-	38	(2)
Dividendes sur actions privilégiées	11	-	-	11	10	-	-	10
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(131)	-	87	(44)	(50)	-	38	(12)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	278	-	-	279	272	-	-	272
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,47)	-	-	(0,16)	(0,18)	-	-	(0,04)

	Six mois clos le 30 juin 2015				Six mois clos le 30 juin 2014			
	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présentés	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	1 031	28 ^{1,2}	73 ⁵	1 132	1 266	25 ^{1,2}	28 ⁵	1 319
Combustible et achats d'électricité	437	(30) ³	-	407	547	(28) ³	-	519
Marge brute	594	58	73	725	719	53	28	800
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	253	-	(1) ⁶	252	266	-	(2) ⁶	264
Imputations (reprises) pour dépréciation d'actifs	(1)	-	1 ⁷	-	-	-	-	-
Provision pour frais de restructuration	7	-	(7) ⁸	-	-	-	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	15	-	-	15	14	-	-	14
Recouvrement d'assurance	-	-	-	-	-	(1) ⁴	-	(1)
Autres résultats d'exploitation, montant net	-	-	-	-	3	1 ⁴	(4) ^{9,10}	-
BAIIA	320	58	80	458	436	53	34	523
Amortissement	270	32 ^{2,3}	-	302	267	29 ^{2,3}	-	296
Résultats d'exploitation	50	26	80	156	169	24	34	227
Produits tirés des contrats de location-financement	26	(26) ¹	-	-	24	(24) ¹	-	-
Profit (perte) de change	(1)	-	1 ¹²	-	(7)	-	-	(7)
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	1	-	(1) ¹¹	-
Résultat avant intérêts et impôts	75	-	81	156	187	-	33	220
Charge d'intérêt nette	119	-	-	119	128	-	-	128
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	31	-	(29) ^{13,14,15,16}	2	15	-	(3) ¹³	12
Résultat net	(75)	-	110	35	44	-	36	80
Participations ne donnant pas le contrôle	26	-	4 ¹⁷	30	26	-	-	26
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(101)	-	106	5	18	-	36	54
Dividendes sur actions privilégiées	23	-	-	23	19	-	-	19
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(124)	-	106	(18)	(1)	-	36	35
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	278	-	-	278	271	-	-	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,45)	-	-	(0,06)	-	-	-	0,13

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 13 des états financiers annuels consolidés audités de notre rapport annuel de 2014 et à la note 7 des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 juin 2015 et pour les périodes de trois mois et de six mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2014 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 2014.

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 juin 2015, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 369 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 217 millions de dollars au 31 décembre 2014). L'augmentation au cours de la période découle principalement de la 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, pour laquelle les variations de la juste valeur sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la Société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit. Le risque de liquidité associé aux activités de gestion du risque lié aux produits de base est géré en maintenant suffisamment de réserves et en surveillant nos contreparties et les marchés au sein desquels nous effectuons des transactions.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, la disponibilité en vertu de nos facilités de crédit à long terme, et les titres d'emprunt ou de capitaux propres à long terme émis dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, et les paiements des intérêts et du capital sur les titres d'emprunt.

Dette

La dette à long terme totalisait 4,1 milliards de dollars au 30 juin 2015 en regard de 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2014. La dette à long terme a augmenté par rapport à celle au 31 décembre 2014 en grande partie du fait du raffermissement du dollar américain. Au 30 juin 2015, une tranche de 1,6 milliard de dollars de notre dette était libellée en dollars américains (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014).

Au cours du deuxième trimestre, nous avons affecté le produit net reçu en contrepartie de l'investissement de TransAlta Renewables comme participation financière de notre portefeuille d'actifs australiens, soit 217 millions de dollars, à la réduction de notre dette.

La quasi-totalité de notre dette libellée en dollars américains est couverte soit par des contrats financiers, soit par une couverture naturelle des investissements nets dans nos établissements aux États-Unis. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, les variations de notre dette libellée en dollars américains ont été contrebalancées comme suit :

	Trois mois clos le 30 juin 2015	Six mois clos le 30 juin 2015
Incidence du change sur la valeur comptable des activités aux É.-U. (couverture de l'investissement net)	(10)	53
Couverture de flux de trésorerie en monnaies étrangères sur la dette	(2)	67
Incidence du change sur la valeur libellée en dollars américains du contrat de location-financement de la centrale de Solomon	(9)	24
Autres couvertures économiques	(10)	2
Total	(31)	146

Facilités de crédit

Au 30 juin 2015, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014), dont un montant de 1,0 milliard de dollars (1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2014) est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2015, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,1 milliard de dollars (0,5 milliard de dollars au 31 décembre 2014), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,7 milliard de dollars (0,1 milliard de dollars au 31 décembre 2014) et à des lettres de crédit de 0,4 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2014). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2019. Le solde est composé de facilités de crédit bilatérales. Un montant de 0,3 milliard de dollars vient à échéance en 2017 et un montant de 0,2 milliard de dollars, au quatrième trimestre de 2016. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 1,0 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 71 millions de dollars (43 millions de dollars au 31 décembre 2014) de liquidités disponibles.

Capital social

Le 28 juillet 2015, nous avons 280,6 millions d'actions ordinaires en circulation, ainsi que 12,0 millions d'actions privilégiées de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de série C, 9,0 millions d'actions privilégiées de série E et 6,6 millions d'actions privilégiées de série G en circulation. Au 30 juin 2015, nous avons 278,7 millions d'actions ordinaires (271,8 millions au 30 juin 2014) émises et en circulation. Au 30 juin 2015, nous avons 38,6 millions d'actions privilégiées de premier rang (32,0 millions au 30 juin 2014) émises et en circulation.

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, respectivement 1,7 million et 3,7 millions d'actions ordinaires (respectivement 1,5 million et 3,6 millions au 30 juin 2014) ont été émises aux actionnaires ayant choisi de recevoir des dividendes afin de les réinvestir, pour un montant de respectivement 18 millions de dollars et 38 millions de dollars (respectivement 18 millions de dollars et 46 millions de dollars au 30 juin 2014).

Le 21 juillet 2015, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 1^{er} octobre 2015. Le conseil peut, à sa discrétion, déclarer des dividendes.

Le 21 juillet 2015, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A et de série C, de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E et de 0,33125 \$ par action privilégiée de série G. Ces dividendes seront versés le 30 septembre 2015.

Lettres de crédit et garanties en trésorerie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties en trésorerie 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 obligations au titre des prestations de retraite non capitalisées, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2015, nous avons consenti des lettres de crédit et des garanties au comptant totalisant 433 millions de dollars (421 millions de dollars au 31 décembre 2014). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés au titre des passifs de gestion du risque, des provisions pour frais de démantèlement et d'autres provisions, et des obligations au titre des prestations définies.

Situation financière

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2014 au 30 juin 2015 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	28	Calendrier des encaissements et des paiements et des activités de financement
Créances clients et autres débiteurs	61	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients, y compris le caractère saisonnier des produits et les variations au titre des garanties
Charges payées d'avance	37	Paiements anticipés annuels des primes d'assurance, des redevances et des ententes de service
Stocks	60	Augmentation des stocks de charbon dans les secteurs charbon aux É.-U. et au Canada par suite d'une baisse de la production
Créances au titre de contrats de location-financement (non courantes)	22	Incidence favorable de la variation des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	(12)	Amortissement de la période et mises hors service d'actifs, en partie contrebalancés par des acquisitions et les variations favorables des taux de change
Actifs d'impôt différé	33	Incidence de la réorganisation interne liée à l'opération
Actifs et passifs de gestion du risque (courant et non courant), montant net	(27)	Pertes sur les couvertures de produits de base et de flux de trésorerie en monnaies étrangères
Divers	81	
Total de l'augmentation des actifs	283	
Dettes fournisseurs et charges à payer	(102)	Diminution des coûts en capital et calendrier des paiements et des encaissements
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (y compris la tranche courante)	157	Incidences défavorables des variations des taux de change
Passifs d'impôt différé	63	Augmentation des taux d'imposition en Alberta et incidence de la réorganisation interne liée à l'opération
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(134)	Perte nette pour la période, dividendes déclarés pour la période et vente de participations dans une filiale à TransAlta Renewables, le tout en partie contrebalancé par les profits sur les couvertures de flux de trésorerie et les profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et émission d'actions ordinaires
Participations ne donnant pas le contrôle	219	Résultat net pour la période et vente de participations dans une filiale à TransAlta Renewables, en partie contrebalancés par les distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle
Divers	80	
Total de l'augmentation du passif et des capitaux propres	283	

Tableaux des 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 six mois closes le 30 juin 2015 comparativement aux périodes correspondantes de 2014 :

Trois mois clos les 30 juin	2015	2014	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	61	37	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	(39)	51	Diminution supplémentaire du fonds de roulement de 130 millions de dollars, en partie contrebalancée par une augmentation du résultat en trésorerie de 40 millions de dollars
Activités d'investissement	(116)	126	Diminution du produit à la vente de placements de 218 millions de dollars
Activités de financement	165	(120)	Réduction de la diminution nette des prêts de 207 millions de dollars et augmentation du produit tiré de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 82 millions de dollars
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	71	94	
Six mois clos les 30 juin	2015	2014	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	43	42	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	114	330	Diminution supplémentaire du fonds de roulement de 221 millions de dollars
Activités d'investissement	(259)	21	Diminution du produit tiré de la vente de placements de 218 millions de dollars et augmentation des acquisitions d'immobilisations corporelles de 67 millions de dollars
Activités de financement	172	(300)	Réduction de la diminution nette des prêts de 320 millions de dollars, augmentation du produit tiré de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 82 millions de dollars et augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers de 54 millions de dollars
Conversion de la trésorerie en monnaies étrangères	1	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	71	94	

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Les questions environnementales et la législation connexe ont, et continueront d'avoir, une incidence sur nos activités. Nous demeurons engagés à nous conformer aux exigences législatives et réglementaires et à réduire au minimum l'incidence de nos activités sur l'environnement. Nous collaborons avec les gouvernements et le public pour élaborer des cadres de travail appropriés pour protéger l'environnement et promouvoir le développement durable. Pour de plus amples renseignements, voir la rubrique «Changements climatiques et environnement» du rapport de gestion annuel de 2014.

Faits nouveaux en matière de réglementation

Alberta

Le 29 juin 2015, le gouvernement albertain a annoncé des modifications à la réglementation provinciale sur les gaz à effet de serre («GES»), désignée sous le nom de SGER. Le gouvernement a notamment annoncé que la taxe sur le carbone augmentera comme suit :

- Le 1^{er} janvier 2016, une augmentation de l'obligation en matière de réduction des GES pour les grands émetteurs, qui passera de 12 % à 15 % des émissions, et une hausse du coût lié à la conformité à verser dans le fonds technologique, qui passera de 15 \$ la tonne à 20 \$ la tonne.
- Le 1^{er} janvier 2017, une autre augmentation de l'obligation en matière de réduction, qui sera établie à 20 %, et du coût lié à la conformité, qui sera fixé à 30 \$ la tonne.

Parallèlement, le gouvernement albertain a annoncé son intention d'élaborer un programme de lutte contre le changement climatique plus large qui entraînerait une réduction accrue des émissions au fil du temps. Ce programme devrait être élaboré à l'automne de 2015 par voie de consultations avec les Albertains et des conseils d'un panel d'experts indépendants. À l'heure actuelle, on ne sait pas si ce programme de lutte contre le changement climatique plus large remplacera le cadre de la SGER ou le complétera.

L'augmentation des coûts de conformité découlant du programme étendu de la SGER ne devrait pas avoir une incidence importante sur TransAlta au cours des cinq prochains exercices, puisqu'une grande partie de ces coûts est transférée aux termes de la clause visant les changements aux lois prévue dans nos CAÉ. En outre, la valeur des crédits compensatoires au titre des GES de nos parcs éoliens en Alberta devrait augmenter jusqu'en 2017, puisque les émetteurs de GES peuvent les utiliser en tant qu'instruments de conformité en lieu et place d'une cotisation au fonds technologique.

Ontario

Le 13 avril 2015, le gouvernement de l'Ontario a annoncé que la province allait mettre en œuvre un système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions de GES en vue de réduire les émissions et de lutter contre les changements climatiques. Le système plafonne fermement les émissions de GES permises dans chaque secteur de l'économie. Les détails de celui-ci (plafond possible, secteurs touchés ou date prévue de mise en œuvre) n'ont pas été établis, mais doivent être élaborés au moyen de consultations auprès des parties prenantes. Nos contrats pour nos centrales alimentées au gaz de la province comprennent généralement des clauses qui nous protègent des changements législatifs défavorables.

PERSPECTIVES POUR 2015

Marché

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2015, les prix de l'électricité de l'Alberta devraient être comparables ou inférieurs à ceux de 2014 en raison de l'augmentation de l'offre et de la baisse des prix du gaz naturel. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, par suite de la réduction des prix au premier trimestre, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2014 par suite d'une diminution des prix du gaz naturel. En Ontario, nous prévoyons que les prix seront comparables à ceux de 2014 puisque les interruptions de la production de base devraient contrebalancer la diminution des prix du gaz naturel.

Environnement économique

Nous prévoyons une décélération de la croissance dans l'ouest du Canada en 2015. Le ralentissement dans le secteur du pétrole et du gaz devrait freiner la croissance économique en raison du recul des investissements et de la baisse des dépenses de consommation. Après plusieurs années de faible croissance, la croissance économique devrait s'accroître dans la région du nord-ouest du Pacifique à mesure que la croissance économique globale reprendra de la vigueur aux États-Unis. En Ontario, l'amélioration prévue de la croissance à un rythme modéré en 2015 sera en grande partie attribuable au fait que les exportations seront soutenues par la reprise aux États-Unis et par le raffermissement du dollar américain.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au deuxième trimestre de 2015. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié aux contreparties et avons établi des politiques de gestion du risque afin de réduire ce risque. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités d'exploitation

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter en 2015 en raison surtout de la mise en service complète des activités à notre centrale de Solomon, en Australie. L'ensemble de la production devrait diminuer de 3 % à 4 % en 2015 en raison de la répartition économique plus longue dans le secteur Charbon aux États-Unis et des interruptions non planifiées plus nombreuses dans le secteur Charbon au Canada. La disponibilité globale ajustée devrait encore se maintenir entre 89 % et 91 % en 2015, mais il est plus probable que ce soit à l'extrémité inférieure de la tranche.

Flux de trésorerie contractuels

En raison des CAÉ de l'Alberta, des contrats à long terme, et d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité moyenne est liée à des contrats pour la période allant jusqu'à la fin de 2020. En ce qui a trait à 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 de 2014, environ 88 % de notre capacité de 2015 était assujettie à des contrats. Pour 2015, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 50 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique. Le prix moyen des contrats en Alberta a été réduit par rapport au prix de 55 \$ le MWh présenté antérieurement par suite de l'ajout de couvertures plus récentes à des prix plus bas.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux investissements et aux prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon pour nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2015, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 2 % à 3 % plus bas que les coûts unitaires de 2014.

Dans la région du nord-ouest du Pacifique, notre mine de charbon aux États-Unis, adjacente à notre centrale, fait actuellement l'objet d'une remise en état. Le combustible du secteur Charbon aux États-Unis est acquis 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 par MWh pour 2015 devrait subir une hausse d'environ 2 % à 3 % en raison de l'inflation conformément aux modalités des contrats.

La valeur des stocks de charbon est évaluée chaque date de clôture afin de déterminer s'ils ont subi une dépréciation. Si les stocks ont perdu de la valeur, des imputations additionnelles sont comptabilisées dans le résultat net.

Nous achetons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non classique en Amérique du Nord pourrait réduire la volatilité des prix d'un exercice à l'autre dans un proche avenir.

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

Les résultats de notre secteur Commercialisation de l'énergie sont touchés par les prix et la volatilité du marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées 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 50 millions de dollars à 70 millions de dollars pour l'exercice. En raison des résultats plus faibles que prévu au cours de l'exercice jusqu'au 30 juin 2015, nous avons révisé notre objectif pour 2015 et visons à ce que la contribution du secteur Commercialisation de l'énergie dégage une marge brute variant de 40 millions de dollars à 60 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, à l'euro 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'intérêt, qui contrebalancent dans une grande mesure nos produits libellés en monnaies étrangères.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette pour 2015 devrait être plus basse qu'en 2014 en raison de la diminution du niveau d'endettement et de la hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêt 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 aux fins de comparaison pour 2015 devrait se situer entre 17 % et 22 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 25,87 %, en raison des variations du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Dépenses d'investissement

Nos 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		2015		Date d'achèvement (cible (réelle))	Détails
	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹	Dépenses estimées	Engagées à ce jour ¹		
Centrale de South Hedland ²	566	135	172	66	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Gazoduc en Australie ³	98	94	21	17	(T1 2015)	Gazoduc de 270 km pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Facilité bancaire au titre de la charge de la centrale de Solomon ³	5	2	5	2	T3 2015	Conclusion d'une facilité bancaire au titre de la charge de 20 MW requise pour achever la centrale de Solomon
Transport	17	4	15	2	T4 2015	Transport réglementé qui obtient un rendement sur le capital investi
Total	686	235	213	87		

Le total des dépenses estimées pour le transport a augmenté de 4 millions de dollars au cours du premier trimestre en raison de changements au titre de l'étendue des travaux, soit une hausse du nombre de reconstructions de lignes, de remplacements de structures et de remplacements de matériel aux sous-stations, ainsi qu'une augmentation des coûts liés aux entrepreneurs. La hausse des dépenses devrait entraîner une augmentation des produits tirés des activités réglementées.

1) Représentent les montants engagés au 30 juin 2015.

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 des charges d'intérêt estimatives incorporées au coût de l'actif. Le total des dépenses estimées pour le projet peut changer par suite de fluctuations des taux de change.

3) Comprend certains coûts de la conversion au gaz naturel à la centrale de Solomon, qui seront comptabilisés comme créances au titre des contrats de location-financement. Le total des dépenses estimées pour le projet peut changer par suite de fluctuations des taux de change.

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

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

Catégorie	Description	Coût prévu	Engagées à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes ²	Investissement requis afin de maintenir notre capacité de production existante	100 - 110	48
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	165 - 175	107
Dépenses d'investissement liées aux mines	Investissement lié au matériel minier et à l'achat de terrains	20 - 25	12
Contrats de location-financement	Paiements au titre des contrats de location-financement	10 - 15	7
Total des dépenses d'investissement de maintien, excluant les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations		295 - 325	174
Dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations	Investissement découlant des inondations en Alberta en 2013	25 - 30	-
Total des dépenses d'investissement de maintien		320 - 355	174
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration générales	5 - 10	4
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		325 - 365	178

Nous nous attendons à ce que les dépenses de rétablissement des activités à la suite des inondations de 2013 en Alberta soient recouvrées auprès de tiers.

Par suite de la diminution de la production de nos actifs liés au charbon aux États-Unis, nous avons décidé de reporter une interruption planifiée aux fins de travaux d'entretien d'envergure à l'une des unités d'une centrale alimentée au charbon aux États-Unis, réduisant ainsi nos dépenses d'investissement de maintien estimatives pour l'exercice en cours de plus de 15 millions de dollars.

Les coûts prévus liés aux travaux d'entretien d'envergure planifiés pour l'exercice comprennent un montant d'environ 13 millions de dollars relativement à des travaux d'entretien d'envergure à la centrale de Poplar Creek, devant être exécutés avant la conclusion de la restructuration contractuelle décrite à la rubrique «Événements importants et événements postérieurs à la date de clôture» du présent document. Notre client prendra en charge les obligations liées aux investissements de la centrale qui se présenteront après la clôture, et de façon continue par la suite.

La perte de production imputable aux travaux d'entretien d'envergure planifiés, compte non tenu des travaux d'entretien d'envergure planifiés dans le secteur Charbon aux États-Unis, qui étaient prévus pendant une période visée par une répartition économique, était estimée comme suit en 2015 :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ³
GWh perdus	1 144 - 1 154	220 - 230	1 364 - 1 384	1 100

1) Représentent les montants engagés au 30 juin 2015.

2) Comprennent les coûts prévus liés à la prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques de 17 millions de dollars et les montants réellement engagés jusqu'à maintenant de 10 millions de dollars.

3) Au 30 juin 2015.

Au cours du trimestre, nous avons augmenté le nombre estimé de GWh perdus pour l'exercice par suite de l'interruption planifiée prolongée à l'unité 3 de la centrale de Sundance.

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie découlant des activités d'exploitation, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis, de la vente de la participation financière dans des actifs ou des transferts à TransAlta Renewables et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des dépenses de croissance, des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité ne devraient pas être touchés de manière importante par la conjoncture économique en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

MODIFICATIONS COMPTABLES

Secteurs d'exploitation et secteurs à présenter

En janvier 2015, nous avons apporté les derniers changements à notre comptabilisation interne visant à systématiser la répartition de certains coûts en fonction de chaque type de carburant dans notre secteur Production. Cela nous a permis de présenter des rapports internes périodiques au chef de l'exploitation selon chaque type de carburant. Ainsi, à compter du premier trimestre de 2015, nous considérons les types de carburant suivants comme des secteurs à présenter : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité. Auparavant, ils étaient comptabilisés collectivement dans le secteur Production. Les résultats aux fins de comparaison du deuxième trimestre de 2014 ont été retraités pour s'harmoniser aux nouveaux secteurs : les frais généraux du secteur Production ont été répartis entre chaque type de carburant en fonction de l'avantage relatif estimatif tiré de ces frais, et, pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, des tranches de respectivement 5 millions de dollars et 9 millions de dollars de frais liés à certaines fonctions pour lesquelles il a été déterminé qu'elles représentaient un avantage pour l'entreprise dans son ensemble ont été retirées des secteurs Charbon au Canada, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité et réaffectées au secteur Siège social. Aucun changement n'a été apporté dans le secteur Commercialisation de l'énergie.

La direction a eu recours à son jugement au moment de regrouper les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie en un seul secteur à présenter, soit le secteur Gaz. Il a été déterminé que les secteurs d'exploitation partageaient les caractéristiques économiques semblables suivantes : nature des sources de produits, volume des contrats, et hypothèses sur la consommation de carburant par les consommateurs et coûts de conformité à la réglementation. En outre, les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie partagent de nombreuses similitudes en matière de produits (énergie), de processus (turbines au gaz), de clients (services publics régionaux et industriels) et de modes de distribution (connexion à un réseau ou production consommée sur place).

Changements apportés aux estimations – durée d'utilité

Au cours du premier trimestre de 2015, notre filiale TransAlta Cogeneration L.P. a signé un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'IESO de l'Ontario visant la centrale de Windsor, entrant en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Ainsi, la durée d'utilité de la centrale de Windsor a été prolongée jusqu'au 30 novembre 2031. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a diminué de respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars, et la dotation aux amortissements pour l'exercice 2015 en entier devrait diminuer de 8 millions de dollars.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»), mais qui ne sont pas encore en vigueur et que nous n'avons pas encore appliquées, comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*, et l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*. Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2014 pour obtenir plus d'information sur les exigences de l'IFRS 9 et de l'IFRS 15.

L'IFRS 9 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018 et l'IFRS 15, pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. L'adoption anticipée est permise pour les deux normes.

En mai 2015, l'IASB a proposé de reporter d'un an, soit au 1^{er} janvier 2018, la date d'entrée en vigueur de l'IFRS 15, et le 22 juillet 2015, l'IASB a voté en faveur du report d'un an.

Nous continuons d'évaluer l'incidence de l'adoption de ces normes sur les états financiers consolidés.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T3 2014	T4 2014	T1 2015	T2 2015
Produits des activités ordinaires	639	718	593	438
BAlIA aux fins de comparaison	212	301	275	183
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	145	225	211	160
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(6)	148	7	(131)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	(13)	46	26	(44)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,03)	0,54	0,03	(0,47)
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	(0,05)	0,17	0,09	(0,16)

	T3 2013	T4 2013	T1 2014	T2 2014
Produits des activités ordinaires	623	587	775	491
BAlIA aux fins de comparaison	266	242	310	213
Fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison	174	179	238	154
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(9)	(66)	49	(50)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison	39	1	47	(12)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,03)	(0,25)	0,18	(0,18)
Résultat net par action aux fins de comparaison, de base et dilué	0,15	0,00	0,17	(0,04)

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 est généralement supérieur aux premier et quatrième trimestres du fait de la forte demande associée au froid hivernal des marchés où nous exerçons nos activités. Le troisième trimestre de 2013 a tiré profit de la hausse des prix en Alberta, ce qui a contrebalancé certaines répercussions liées aux interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada au cours de cette période. En 2014, le secteur Charbon au Canada a amélioré son rendement de l'exploitation, les troisième et quatrième trimestres étant également caractérisés par la diminution des coûts du charbon. Certains de ces profits par rapport à ceux des périodes correspondantes de l'exercice précédent ont été contrebalancés par une tendance à la baisse des prix en Alberta qui s'est installée au deuxième trimestre de 2013 et s'est poursuivie au premier trimestre de 2015. La volatilité du marché peut également avoir une incidence sur l'apport trimestriel du secteur Commercialisation de l'énergie, le premier trimestre de 2014 ayant bénéficié de conditions météorologiques exceptionnelles dans le nord-est de l'Amérique d Nord, et les deux trimestres suivants ayant connu une atténuation de la volatilité et un recul de l'apport du secteur. Par suite des appels publics à l'épargne visant les actions ordinaires de TransAlta Renewables aux deuxièmes trimestres de 2014 et 2015, 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 au quatrième trimestre de 2013, au deuxième trimestre de 2014 ainsi qu'au premier semestre de 2015, et leur valeur s'est accrue considérablement au deuxième semestre de 2014.

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

- Réduction de valeur des actifs d'impôt différé, au troisième trimestre de 2013 et au premier trimestre de 2015.
- Variation des taux d'imposition en Alberta et d'incidence de l'impôt différé par suite de l'opération réalisée au deuxième trimestre de 2015.
- Perte associée à la réclamation en Californie, au quatrième trimestre de 2013.

Les montants par action reflètent ces fluctuations, et entre un million et deux millions d'actions ont été émises chaque trimestre au cours des huit derniers trimestres.

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 fournir qu'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.

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. 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 juin 2015, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

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

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	438	491	1 031	1 266
Combustible et achats d'électricité	200	208	437	547
Marge brute	238	283	594	719
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	122	253	266
Amortissement	137	132	270	267
Reprises pour dépréciation d'actifs	(1)	-	(1)	-
Restructuration (note 3)	-	-	7	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	7	15	14
Autres pertes d'exploitation nettes	-	3	-	3
Résultats d'exploitation	(25)	19	50	169
Produits tirés des contrats de location-financement	13	12	26	24
Charge d'intérêt nette (note 4)	(59)	(62)	(119)	(128)
Perte de change	(2)	(2)	(1)	(7)
Profit à la vente d'actifs	-	1	-	1
Résultat avant impôts sur le résultat	(73)	(32)	(44)	59
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 5)	35	(3)	31	15
Résultat net	(108)	(29)	(75)	44
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(120)	(40)	(101)	18
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	12	11	26	26
	(108)	(29)	(75)	44
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(120)	(40)	(101)	18
Dividendes sur actions privilégiées (note 12)	11	10	23	19
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(131)	(50)	(124)	(1)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	279	272	278	271
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,47)	(0,18)	(0,45)	-

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Résultat net	(108)	(29)	(75)	44
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	16	(6)	2	(11)
Profits sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	2	-
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	16	(6)	4	(11)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(36)	(33)	74	20
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger cédés	-	(6)	-	(6)
Profits (pertes) sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ²	23	29	(41)	(18)
Reclassement des pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts et taxes ³	-	7	-	7
Profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(61)	(23)	91	(11)
Reclassement en résultat net des profits (pertes) sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	21	42	(54)	22
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(53)	16	70	14
Autres éléments du résultat global	(37)	10	74	3
Total du résultat global	(145)	(19)	(1)	47
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(162)	(30)	(35)	15
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	17	11	34	32
	(145)	(19)	(1)	47

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 4 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 (recouvrement de 3 et 4 en 2014).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 7 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 (charge de 4 et recouvrement de 3 en 2014).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 9 et de la charge d'impôts sur le résultat de 38 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 (recouvrement de 9 et 7 en 2014).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 12 et de la charge d'impôts sur le résultat de 13 respectivement pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 (recouvrement de 7 et 6 en 2014).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
(en millions de dollars canadiens)

<i>Non audité</i>	30 juin 2015	31 déc. 2014
Trésorerie et équivalents de trésorerie	71	43
Créances clients et autres débiteurs (note 8)	511	450
Charges payées d'avance	54	17
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	148	273
Stocks (note 14)	131	71
	915	854
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	425	403
Immobilisations corporelles (note 9)		
Coût	12 785	12 532
Amortissement cumulé	(5 559)	(5 294)
	7 226	7 238
Goodwill	463	462
Immobilisations incorporelles	330	331
Actifs d'impôt différé	78	45
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	580	402
Autres actifs	99	98
Total de l'actif	10 116	9 833
Dettes fournisseurs et charges à payer	379	481
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	32	34
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	164	128
Impôts sur le résultat à payer	2	2
Dividendes à verser (note 11)	59	55
Partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	163	751
	799	1 451
Facilités de crédit, dette à long terme et obligations au titre des contrats de location-financement (note 10)	4 050	3 305
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	318	322
Passifs d'impôt différé	497	434
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	138	94
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	351	349
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	3 037	2 999
Actions privilégiées (note 12)	942	942
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(1 008)	(770)
Cumul des autres éléments du résultat global	170	104
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 150	3 284
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	813	594
Total des capitaux propres	3 963	3 878
Total du passif et des capitaux propres	10 116	9 833

Éventualités (note 13)

Événements postérieurs à la date de clôture (note 15)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Six mois clos le 30 juin 2015

<i>Non audité</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2014	2 999	942	9	(770)	104	3 284	594	3 878
Résultat net	-	-	-	(101)	-	(101)	26	(75)
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 et taxes	-	-	-	-	33	33	-	33
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	35	35	4	39
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	2	2	-	2
Participations intragroupes disponibles à la vente	-	-	-	-	(4)	(4)	4	-
Total du résultat global				(101)	66	(35)	34	(1)
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(100)	-	(100)	-	(100)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(23)	-	(23)	-	(23)
Vente d'une participation dans une filiale à TransAlta Renewables (note 3)	-	-	-	(14)	-	(14)	229	215
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(44)	(44)
Émission d'actions ordinaires	38	-	-	-	-	38	-	38
Solde au 30 juin 2015	3 037	942	9	(1 008)	170	3 150	813	3 963

Voir les notes jointes.

Six mois clos le 30 juin 2014

<i>Non audité</i>	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2013	2 913	781	9	(735)	(62)	2 906	517	3 423
Résultat net	-	-	-	18	-	18	26	44
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 et taxes	-	-	-	-	3	3	-	3
Profits nets sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	5	5	6	11
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Total du résultat global				18	(3)	15	32	47
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(97)	-	(97)	-	(97)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(19)	-	(19)	-	(19)
Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc.	-	-	-	20	-	20	109	129
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(42)	(42)
Émission d'actions ordinaires	47	-	-	-	-	47	-	47
Solde au 30 juin 2014	2 960	781	9	(813)	(65)	2 872	616	3 488

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Activités d'exploitation				
Résultat net	(108)	(29)	(75)	44
Amortissement	152	145	299	295
Profit à la vente d'actifs	-	(1)	-	(1)
Réclamation en Californie	-	(28)	-	(28)
Désactualisation des provisions	5	4	10	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(8)	(4)	(13)	(7)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 5)	30	(12)	20	(2)
Perte latente sur les activités de gestion du risque	73	40	109	38
(Profit latent) perte latente de change	7	(1)	14	8
Provisions	5	6	(4)	4
Reprises pour dépréciation d'actifs	(1)	-	(1)	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	4	(1)	2	(4)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	159	119	361	356
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(198)	(68)	(247)	(26)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(39)	51	114	330
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 9)	(123)	(109)	(247)	(180)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(7)	(7)	(13)	(13)
Acquisitions d'actifs détenus en vue de la vente	-	(13)	-	(13)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	-	2	-
Produit de la vente de placements et de projets de mise en valeur	-	218	-	218
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	8	3	2	(13)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées à des contreparties	4	8	-	4
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	-	2	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	-	26	(5)	17
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(116)	126	(259)	21
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 10)	22	(417)	605	(533)
Remboursement de la dette à long terme (note 10)	(1)	(203)	(634)	(205)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 10)	-	434	45	434
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 11)	(31)	(31)	(61)	(81)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 12)	(11)	(10)	(23)	(19)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale (note 3)	211	129	211	129
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	1	(2)	77	23
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 6)	(22)	(18)	(41)	(44)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(4)	(3)	(7)	(5)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités de financement	1	-	1	-
Divers	(1)	1	(1)	1
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	165	(120)	172	(300)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	10	57	27	51
Incidence de la conversion sur la trésorerie en monnaies étrangères	-	-	1	1
Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	10	57	28	52
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	61	37	43	42
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	71	94	71	94
Impôt sur le résultat au comptant payé	3	11	17	27
Intérêts au comptant payés	85	82	126	121

Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NON AUDITÉ)

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

1. MÉTHODES COMPTABLES

A. Base d'établissement

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

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

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains actifs et passifs 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 conseil d'administration le 28 juillet 2015.

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 2015, la Société a davantage fait appel à son jugement à l'égard des secteurs d'exploitation et des secteurs à présenter. Se reporter à note 2 A) pour obtenir plus d'information.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Modifications comptables de l'exercice considéré

I. Secteurs d'exploitation et secteurs à présenter

En janvier 2015, la Société a apporté les derniers changements à sa comptabilisation interne visant à systématiser la répartition de certains coûts en fonction de chaque type de carburant dans son secteur Production. Cela nous a permis de présenter des rapports internes périodiques au chef de l'exploitation selon le type de carburant. Ainsi, à compter du premier trimestre de 2015, la Société considère les types de carburants suivants comme des secteurs à présenter : Charbon au Canada, Charbon aux États-Unis, Gaz, Énergie éolienne et Hydroélectricité. Auparavant, ils étaient comptabilisés collectivement dans le secteur Production. Les résultats aux fins de comparaison du deuxième trimestre de 2014 ont été retraités pour s'harmoniser aux nouveaux secteurs : les frais généraux du secteur Production ont été répartis entre chaque type de carburant en fonction de l'avantage relatif estimatif tiré de ces frais. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2014, des tranches de respectivement 5 millions de dollars et 9 millions de dollars de frais liés à certaines fonctions pour lesquelles il a été déterminé qu'elles représentaient un avantage pour l'entreprise dans son ensemble ont été réaffectées au secteur Siège social. Aucun changement n'a été apporté dans le secteur Commercialisation de l'énergie de la Société.

La direction a eu recours à son jugement au moment de regrouper les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie en un seul secteur à présenter, soit le secteur Gaz. Il a été déterminé que les secteurs d'exploitation partageaient les caractéristiques économiques semblables suivantes : nature des sources de produits, volume des contrats et hypothèses sur la consommation de carburant par les consommateurs et coûts de conformité à la réglementation. En outre, les secteurs Gaz au Canada et Gaz en Australie partagent de nombreuses similitudes en matière de produits (énergie), de processus (turbines au gaz), de clients (services publics régionaux et industriels) et de modes de distribution (connexion à un réseau ou production consommée sur place).

II. Changements apportés aux estimations – Durée d'utilité

Au cours du premier trimestre, la filiale TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen») de la Société a signé un nouveau contrat d'approvisionnement en électricité de 15 ans avec l'Independent Electricity System Operator de l'Ontario visant la centrale de Windsor, entrant en vigueur le 1^{er} décembre 2016. Ainsi, la durée d'utilité de la centrale de Windsor a été prolongée jusqu'au 30 novembre 2031. Par conséquent, la dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015 a diminué de respectivement 2 millions de dollars et 3 millions de dollars. La dotation aux amortissements pour l'exercice 2015 en entier devrait diminuer de 8 millions de dollars.

B. Modifications comptables futures

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

L'IFRS 9 est en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018 et l'IFRS 15, pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017. L'adoption anticipée est permise pour les deux normes.

En mai 2015, l'IASB a proposé un report d'un an, soit au 1^{er} janvier 2018, de la date d'entrée en vigueur de l'IFRS 15, et le 22 juillet 2015, l'IASB a voté en faveur du report d'un an.

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.

3. ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

I. Vente d'une participation financière à TransAlta Renewables Inc.

Le 7 mai 2015, la Société a conclu l'acquisition déjà annoncée par TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») d'une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens de la Société (l'«opération»). Le portefeuille se compose d'une production d'électricité de 575 mégawatts («MW») provenant de six centrales en exploitation et du projet de South Hedland actuellement en construction, ainsi que du gazoduc de 270 kilomètres récemment mis en service (collectivement, le «portefeuille»). L'investissement de TransAlta Renewables consiste en l'acquisition de titres qui, au total, procureront une participation financière fondée sur les flux de trésorerie des actifs australiens correspondant plus ou moins aux résultats distribuables nets sous-jacents. La valeur combinée de l'opération s'est élevée à 1,78 milliard de dollars. La Société continue de détenir, de gérer et d'exploiter les actifs australiens.

Au moment de clôture de l'opération, TransAlta Renewables a versé à la Société 217 millions de dollars ainsi qu'une contrepartie d'environ 1 067 millions de dollars sous la forme d'une combinaison d'actions ordinaires et d'actions de catégorie B de TransAlta Renewables, ce qui a fait passer la participation de 70 % à 76 %. Les actions de catégorie B confèrent des droits de vote équivalant à ceux des actions ordinaires et ne donnent pas droit à un dividende. Elles seront converties en actions ordinaires une fois que le projet de South Hedland sera achevé et mis en service. Le nombre d'actions ordinaires que la Société recevra à la conversion des actions de catégorie B sera rajusté en fonction du montant réel du financement de TransAlta Renewables au titre de la construction et de la mise en service du projet de South Hedland par rapport aux coûts budgétés restants, estimés à environ 491 millions de dollars.

TransAlta Renewables a financé le produit en trésorerie au moyen d'un placement par appel public à l'épargne de 17 858 423 actions ordinaires à un prix de 12,65 \$ par action. La clôture du placement a eu lieu en deux étapes, soit le 15 avril et le 23 avril 2015. L'approbation de l'actionnaire de TransAlta Renewables a été obtenue le 7 mai 2015. TransAlta Renewables a reçu environ 226 millions de dollars en produit brut et, au total, la Société a engagé des frais d'émission d'actions totalisant 10 millions de dollars, déduction faite d'un recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 millions de dollars. Le produit net du financement par capitaux propres a aussi été diminué par les paiements d'équivalents de dividendes totalisant 1 million de dollars.

II. Restructuration

Le 14 janvier 2015, la Société a lancé une importante initiative de réduction des coûts à nos centrales alimentées au charbon au Canada, ce qui a entraîné l'élimination de postes.

4. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Intérêt sur la dette	56	58	113	119
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	-	(5)	-
Intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-financement	-	-	1	-
Désactualisation des provisions	5	4	10	9
Charge d'intérêt nette	59	62	119	128

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 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôt exigible	5	9	12	17
Ajustements à l'égard de l'impôt exigible des périodes précédentes	-	-	(1)	-
Ajustements à l'égard de l'impôt différé des périodes précédentes	(2)	1	(2)	2
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(31)	(28)	(34)	(17)
Charge d'impôt différé liée aux différences temporaires liées à une participation dans une filiale ¹	40	-	48	-
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'imposition ou aux lois fiscales ²	20	-	20	-
Avantage fiscal différé découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporaires d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt différé	-	(36)	-	(37)
Charge (recouvrement) d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé ³	3	51	(12)	50
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	35	(3)	31	15

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Charge d'impôt exigible	5	9	11	17
Charge (recouvrement) d'impôt différé	30	(12)	20	(2)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	35	(3)	31	15

- 1) Afin de tenir compte de l'opération avec TransAlta Renewables, une réorganisation de certaines des sociétés de TransAlta a été effectuée. Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, la réorganisation a entraîné la comptabilisation d'un passif d'impôt différé de respectivement 40 millions de dollars et de 48 millions de dollars au titre de la participation de TransAlta dans une filiale. 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 soit reprise dans un avenir rapproché.
- 2) Au cours du deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a pratiquement adopté une loi visant l'augmentation du taux d'imposition sur les revenus provincial qui passerait de 10 % à 12 %, à compter du 1^{er} juillet 2015, ce qui se traduirait par une hausse nette du passif d'impôt différé de la Société de 18 millions de dollars. De ce montant, une tranche de 20 millions de dollars a été comptabilisée dans le compte de résultat consolidé résumé, contrebalancée par un montant de 2 millions de dollars au titre d'un recouvrement d'impôts sur le résultat différé comptabilisé à l'état des autres éléments du résultat global au cours de la période où la loi est pratiquement en vigueur.
- 3) Au cours de la période de trois mois close le 30 juin 2015, la Société a comptabilisé une réduction de valeur des actifs d'impôt différé totalisant 3 millions de dollars (réduction de 51 millions de dollars au 30 juin 2014). Au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015, la Société a repris une réduction de valeur antérieure d'actifs d'impôt différé de 12 millions de dollars

(réduction de 50 millions de dollars au 30 juin 2014). Les actifs d'impôt différé avaient principalement trait aux avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités de la Société aux États-Unis détenues directement. La Société les a sortis du bilan, puisqu'il n'était plus considéré comme probable que les activités de la Société aux États-Unis détenues directement puissent générer un résultat imposable futur suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix. Les autres éléments du résultat global comptabilisés au cours de la période de six mois close le 30 juin 2015 ont entraîné une différence temporaire imposable sur laquelle est fondée en grande partie l'utilisation de certaines de ces pertes fiscales et de cette reprise de réduction.

6. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

I. TA Cogen

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	69	75	144	157
Résultat net	17	18	32	38
Total du résultat global	21	19	40	51
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	9	9	16	19
Total du résultat global	10	9	20	25
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	13	10	24	31

Aux	30 juin 2015	31 déc. 2014
Actifs courants	64	58
Actifs non courants	577	588
Passifs courants	(63)	(64)
Passifs non courants	(62)	(59)
Total des capitaux propres	(516)	(523)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(256)	(260)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

II. TransAlta Renewables

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

Par suite de l'opération (note 3), la quote-part de la participation et les droits de vote de la Société sont passés de 70,3 % à 76,1 % le 7 mai 2015. Comme il a été établi que les actions de catégorie B émises à la Société dans le cadre de l'opération constituaient des passifs financiers de TransAlta Renewables et ne participaient pas aux résultats jusqu'à la mise en service de South Hedland, elles sont exclues de la répartition des titres de capitaux propres et des résultats. Par conséquent, la participation en capitaux propres de la Société dans TransAlta Renewables a un peu moins augmenté, passant de 70,3 % à 72,8 % par suite de l'opération.

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Produits des activités ordinaires	51	50	119	118
Résultat net	8	6	29	28
Total du résultat global	23	6	44	28
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	3	2	10	7
Total du résultat global	7	2	14	7
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	9	8	17	13
Aux	30 juin 2015	31 déc. 2014		
Actifs courants	95	61		
Actifs non courants	3 104	1 903		
Passifs courants	(254)	(241)		
Passifs non courants	(997)	(682)		
Total des capitaux propres	(1 948)	(1 041)		
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(557)	(334)		
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	27,2	29,7		

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 dans les niveaux I, II et III selon la hiérarchie des justes valeurs utilisée par la Société sont définis comme suit : la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de la juste valeur 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 de 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 établies à l'aide 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 de courtiers ou d'autres

fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont aussi établies à l'aide de 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 pour les autres actifs et passifs de gestion du risque et 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 taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers pour lesquels le volume des transactions est insuffisant ou il n'y a pas de transactions 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 l'actif ou le passif 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 des 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, ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

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

La Société a une politique de gestion du risque lié aux produits de base (la «politique»), qui régit les opérations sur 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 pour rendre compte de ces activités.

Les méthodes et procédures d'évaluation des justes valeurs de niveau III pour les activités 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 des 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 des données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations des justes valeurs 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 quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues des justes valeurs 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 non observables et les sensibilités qui s'y rattachent sont comme suit, compte non tenu de l'incidence sur la juste valeur de données 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 non observables, qui peuvent comprendre les prix à terme des produits de base, la volatilité des produits de base et les corrélations, le volume des livraisons et leur forme.

Description	30 juin 2015		31 déc. 2014	
	Juste valeur de base	Sensibilité	Juste valeur de base	Sensibilité
Vente d'électricité à long terme – États-Unis	662	+69 -99	511	+76 -92
Vente d'électricité à long terme – Alberta	(16)	+15 -10	(13)	+13 -8
Achats d'électricité conditionnels – unité	(45)	+9 -8	(53)	+9 -8
Autres	1	+8 -9	(2)	+3 -5

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 : 180 MW jusqu'au 30 novembre 2015, 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 2020, 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 pour les prévisions et la planification) et les indications du marché. La fourchette des prix à terme par MWh utilisée pour déterminer les justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2015 se situe entre 37 \$ US et 46 \$ US (41 \$ US et 50 \$ US au 31 décembre 2014).

Le contrat est libellé en dollars américains. Comme le dollar américain s'est apprécié par rapport au dollar canadien entre le 31 décembre 2014 et le 30 juin 2015, les justes valeurs de base et la valeur de sensibilité ont augmenté d'environ respectivement 45 millions de dollars et 7 millions de dollars en raison de la variation du change. Étant donné que le contrat est présenté à la valeur actualisée, les variations à la baisse sur les courbes de rendement en dollars américains ont également fait augmenter les justes valeurs de base et la valeur de sensibilité.

ii. Vente d'électricité à long terme – Alberta

La Société a conclu des contrats de vente d'électricité à prix fixe à long terme dans le marché de l'Alberta, y compris un contrat de 12,5 MW (sur une base mensuelle) jusqu'en décembre 2024 et un contrat de 10 MW pour la période s'échelonnant de janvier 2017 à juin 2021. Les contrats sont comptabilisés comme détenus à des fins de transaction.

Pour les périodes au-delà de 2020, les prix du marché à terme de l'électricité 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. 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 à terme par MWh utilisée pour établir les justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2015 se situe entre 87 \$ et 97 \$ (91 \$ et 99 \$ au 31 décembre 2014).

iii. Contrats d'achat d'électricité conditionnels – unité

En vertu des contrats d'achat d'électricité conditionnels, la Société a accepté d'acheter de l'électricité selon le rendement réel de production de certaines centrales 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 la centrale si la centrale en question 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 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 réglé. D'autres données 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 des escomptes de volumes et de prix a été calculé. Cette analyse repose sur les données historiques disponibles sur la production des centrales. Les fourchettes d'escompte de volumes et de prix par MWh utilisées pour l'évaluation des justes valeurs de base de niveau III au 30 juin 2015 sont de respectivement (0,4) % à 2,2 % (de 0,3 % à 1,5 % au 31 décembre 2014) et 0 % à 9 % (de 0 % à 10 % au 31 décembre 2014).

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.

Le tableau suivant résume 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 six mois closes respectivement le 30 juin 2015 et le 30 juin 2014 :

	Couverture			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	-	(24)	155	-	15	(36)	-	(9)	119
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(50)	-	-	(26)	(7)	-	(76)	(7)
Contrats réglés	-	12	(11)	-	(107)	51	-	(95)	40
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2015	-	(121)	458	-	62	(89)	-	(59)	369
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			155			-			155
Total des profits (pertes) inclus(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat			11			(43)			(32)
Profits latents compris dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux passifs nets détenus au 30 juin 2015			-			8			8

	Couverture			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 2013	-	(66)	55	-	14	11	-	(52)	66
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(11)	17	-	(32)	12	-	(43)	29
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	(2)	8	-	(1)	8
Contrats réglés	-	9	(1)	-	16	(40)	-	25	(41)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2014	-	(67)	71	-	(4)	(9)	-	(71)	62
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			17			-			17
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			1			20			21
Pertes latentes comprises dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux passifs nets détenus au 30 juin 2014			-			(20)			(20)

Les variations importantes des actifs (passifs) nets de gestion du risque lié aux produits de base pour la période de six mois close le 30 juin 2015 sont attribuables aux facteurs suivants :

- Une augmentation des prix à terme de l'électricité en Alberta, ce qui a réduit la valeur des contrats de vente (couverture de niveau II).
- Les échéances et les réductions de valeur attribuables aux variations du marché dans le cas des contrats d'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique (éléments autres que de couverture niveau II).
- Les changements de valeur du contrat de vente d'électricité à long terme (couverture de niveau III) comme il est présenté à la section B)l)c)i) de la présente note.

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 de commercialisation de produits non énergétiques, comme des 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 116 millions de dollars au 30 juin 2015 (actif net de 115 millions de dollars au 31 décembre 2014), sont classés dans les justes valeurs de niveau II.

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 ¹ – 30 juin 2015	-	4 168	-	4 168	4 072
Dette à long terme ¹ – 31 déc. 2014	-	4 091	-	4 091	3 918

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 68 millions de dollars (64 millions de dollars au 31 décembre 2014) évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

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

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

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés négociés par la Société sont fondés 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 note 7 B) 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 cours du marché sur un marché actif, des opérations essentiellement identiques observables dans le marché actuel, 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 résumés consolidés 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 présente comme suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Profit net non amorti au début de la période	185	169	188	160
Nouveaux profits initiaux	16	4	17	9
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	(12)	(8)	(16)	(4)
Profit net non amorti à la fin de la période	189	165	189	165

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 juin 2015

	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base					
Courants	-	(30)	-	1	(29)
Non courants	-	367	-	(28)	339
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	337	-	(27)	310
Divers					
Courants	(1)	14	-	-	13
Non courants	-	98	6	(1)	103
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	112	6	(1)	116
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	449	6	(28)	426

Au 31 décembre 2014

	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total
Gestion du risque lié aux produits de base					
Courants	-	(2)	-	93	91
Non courants	-	257	-	(10)	247
Actifs nets de gestion du risque lié aux produits de base	-	255	-	83	338
Divers					
Courants	-	56	-	(2)	54
Non courants	-	55	6	-	61
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque	-	111	6	(2)	115
Total des actifs nets de gestion du risque	-	366	6	81	453

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 juin 2015 liée aux activités de négociation pour compte propre de la Société était de 2 millions de dollars (5 millions de dollars en 2014).

b. Risque lié au prix des produits de base – activités de 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 juin 2015, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 26 millions de dollars (27 millions de dollars en 2014). La VaR au 30 juin 2015 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 15 millions de dollars (7 millions de dollars au 31 décembre 2014).

II. Risque de change

Dans le cadre de l'opération décrite à la note 3, la Société a conclu des contrats de couverture de change avec TransAlta Renewables afin de réduire pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars australiens des placements de 507 millions de dollars australiens visant à financer le projet de South Hedland. En outre, la Société a accepté d'atténuer pour les actionnaires de TransAlta Renewables le risque que représentent des variations défavorables en dollars américains et en dollars australiens des flux de trésorerie tirés des actifs australiens par rapport au dollar canadien pour les cinq premières années, à compter de la conclusion de l'opération. L'incidence financière de ces contrats et ententes est éliminée à la consolidation.

Afin d'atténuer une partie du risque qui est attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle, la Société a conclu des couvertures de change avec des tiers afin d'accroître le pourcentage revenant aux participations ne donnant pas le contrôle des flux de trésorerie prévus au cours des cinq années. La comptabilité de couverture ne s'applique pas à ces couvertures de change; par conséquent, la perte sur ces contrats, totalisant 1 million de dollars, a été comptabilisée à titre de perte de change dans le compte de résultat consolidé résumé pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015.

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 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 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 ou des droits de compensation, y compris l'attribution des notes de solvabilité, au 30 juin 2015 :

	Notation de première qualité (en pourcentage)	Notation de qualité inférieure (en pourcentage)	Total (en pourcentage)	Montant total
Créances clients et autres débiteurs ¹	92	8	100	511
Créances au titre des contrats de location-financement ²	-	100	100	425
Actifs de gestion du risque ¹	100	-	100	728
Total				1 664

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

2) Comprend un solde de 398 millions de dollars attribuable à un client. Le risque de perte importante découlant de cette contrepartie a été évalué comme faible, compte tenu de la position financière de la contrepartie, du fait que la Société fournit ses services dans un des secteurs de la contrepartie qui entraîne des coûts moindres, ainsi que des autres pratiques de gestion du risque de crédit de la Société.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'une seule contrepartie sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes et déduction faite des garanties détenues, était de 23 millions de dollars au 30 juin 2015 (29 millions de dollars au 31 décembre 2014).

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.

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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	379	-	-	-	-	-	379
Dette à long terme ¹	121	29	497	822	1 104	1 572	4 145
(Actifs) passifs de gestion du risque lié aux produits de base	59	(7)	(11)	(30)	(40)	(281)	(310)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(8)	(9)	(62)	(37)	-	-	(116)
Intérêt sur la dette à long terme ²	102	195	189	152	118	759	1 515
Dividendes à verser	59	-	-	-	-	-	59
Total	712	208	613	907	1 182	2 050	5 672

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance entre 2016 et 2018.

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 attribué par 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 juin 2015, la Société fournissait une garantie de 88 millions de dollars (73 millions de dollars au 31 décembre 2014) 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, applicables notamment en cas de révision à la baisse de la note de crédit. Si pareille révision survenait, la Société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 115 millions de dollars à ses contreparties (86 millions de dollars au 31 décembre 2014).

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production de charbon	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2014	82	2 862	876	2 169	615	341	293	7 238
Acquisitions	1	-	-	-	-	246	-	247
Ajouts – contrats de location-financement	-	-	-	-	3	-	-	3
Cessions	(1)	-	(1)	-	-	-	-	(2)
Reprises pour dépréciation d'actifs	-	-	1	-	-	-	-	1
Amortissement	-	(136)	(50)	(49)	(29)	-	(6)	(270)
Révision et augmentation des frais de démantèlement et de remise en état	-	(10)	(1)	(4)	(3)	-	-	(18)
Mise hors service d'actifs	-	(6)	(2)	(2)	(1)	-	-	(11)
Variation des taux de change	1	24	-	6	5	(1)	3	38
Transferts	8	108	83	17	27	(245)	2	-
Au 30 juin 2015	91	2 842	906	2 137	617	341	292	7 226

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

10. FACILITÉS DE CRÉDIT, DETTE À LONG TERME ET OBLIGATIONS AU TITRE DES CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2015			31 décembre 2014		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	702	702	2,7 %	96	96	2,8 %
Déventures	1 044	1 051	6,0 %	1 043	1 051	6,1 %
Billets de premier rang ³	1 985	1 981	4,9 %	2 444	2 436	4,9 %
Sans recours ⁴	391	393	5,6 %	380	383	5,9 %
Divers	18	18	5,9 %	19	19	5,9 %
	4 140	4 145		3 982	3 985	
Obligations au titre des contrats de location-financement	73			74		
	4 213			4 056		
Moins : partie courante de la dette à long terme	(149)			(738)		
Moins : partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	(14)			(13)		
Total de la partie courante de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	(163)			(751)		
Total des facilités de crédit, de la dette à long terme et des obligations au titre des contrats de location-financement	4 050			3 305		

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 juin 2015 (2,1 milliards de dollars américains au 31 décembre 2014).

4) Inclut 20 millions de dollars américains au 30 juin 2015 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2014).

Le 15 janvier 2015, les billets de premier rang à 4,75 % de 500 millions de dollars américains de la Société sont arrivés à échéance et ont été payés au moyen des liquidités existantes.

Le 11 février 2015, la Société et son partenaire ont émis des obligations sans recours garanties par l'installation de Pingston qu'ils détiennent conjointement. La quote-part du produit brut revenant à la Société s'élevait à 45 millions de dollars. Les obligations portent intérêt au taux fixe annuel de 2,95 %. Les intérêts sont payables tous les semestres, et aucun remboursement de capital n'est exigible avant l'échéance en mai 2023. Le produit a été affecté au remboursement des déventures garanties de 35 millions de dollars qui portent intérêt à 5,28 % liées à l'installation de Pingston.

Au 30 juin 2015, les facilités de crédit consenties et les facilités de crédit bilatérales de TransAlta totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2014), dont un montant de 1,0 milliard de dollars (1,6 milliard de dollars au 31 décembre 2014) n'avait pas été utilisé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Les lettres de crédit en cours au 30 juin 2015 totalisaient 398 millions de dollars (396 millions de dollars au 31 décembre 2014), et aucun montant (aucun montant au 31 décembre 2014) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires.

La dette de la Société comporte des modalités et conditions, y compris des clauses restrictives financières, qui sont considérées comme normales et courantes. Au 30 juin 2015, la Société se conformait à toutes les clauses restrictives de la dette.

B. Restrictions

Les débetures d'un montant de 346 millions de dollars émises par Canadian Hydro Developers, Inc., filiale de la Société, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires.

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 juin				Six mois clos les 30 juin			
	2015		2014		2015		2014	
	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	277,0	3 021	270,3	2 944	275,0	3 001	268,2	2 916
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ordinaires facultatif	1,7	18	1,5	18	3,7	38	3,6	46
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionnariat des employés	-	(2)	-	(2)	-	(2)	-	(2)
Émises et en circulation à la fin de la période	278,7	3 037	271,8	2 960	278,7	3 037	271,8	2 960

B. Dividendes

Le 27 avril 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} juillet 2015. Au versement, 1,9 million d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

Le 21 juillet 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} octobre 2015.

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 résumés intermédiaires non audités.

12. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

La totalité des actions émises et en circulation sont des actions privilégiées de premier rang à taux fixe et à dividende cumulatif rachetables et ne comportant pas de droit de vote. Les porteurs ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes trimestriels cumulatifs à un taux donné, sur approbation du conseil d'administration. Se reporter à la note 25 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir de l'information à propos des modalités relatives aux actions privilégiées.

Au 30 juin 2015 et au 31 décembre 2014, la Société avait respectivement 12,0 millions, 11,0 millions, 9,0 millions et 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de séries A, C, E et G, émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions privilégiées déclarés au cours des périodes de trois mois et de six mois closes les 30 juin :

Série	Montants trimestriels par action	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
		2015	2014	2015	2014
A	0,2875	3	4	7	7
C	0,2875	3	3	6	6
E	0,3125	3	3	6	6
G	0,33125	2	-	4	-
Total pour la période		11	10	23	19

Le 21 juillet 2015, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de série A et de série C, de 0,3125 \$ par action privilégiée de série E et de 0,33125 \$ par action privilégiée de série G. Ces dividendes seront versés le 30 septembre 2015.

13. ÉVENTUALITÉS

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et diverses actions judiciaires et procédures réglementaires dans le cours normal des affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour la Société ou qu'elles n'aient pas d'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.

14. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Trois mois clos le 30 juin 2015	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	205	23	140	49	38	(17)	-	438
Combustible et achats d'électricité	99	43	53	2	3	-	-	200
Marge brute	106	(20)	87	47	35	(17)	-	238
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	48	10	23	12	9	1	16	119
Amortissement	59	17	26	22	6	-	7	137
Reprises pour dépréciation d'actifs	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	2	1	-	-	8
Résultats d'exploitation	(4)	(48)	38	11	19	(18)	(23)	(25)
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	13	-	-	-	-	13
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(59)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	(2)
Perte avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	(73)

Trois mois clos le 30 juin 2014 (Retraité – voir note 2)	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	236	9	156	49	33	8	-	491
Combustible et achats d'électricité	116	17	70	3	2	-	-	208
Marge brute	120	(8)	86	46	31	8	-	283
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	47	10	25	12	9	4	15	122
Amortissement	55	13	28	23	6	-	7	132
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	1	1	1	1	-	-	7
Autres résultats d'exploitation nets	-	-	-	-	(2)	5	-	3
Résultats d'exploitation	15	(32)	32	10	17	(1)	(22)	19
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	12	-	-	-	-	12
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	-	-	-	1
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(62)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	(2)
Perte avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	(32)

Six mois clos le 30 juin 2015	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	451	74	307	122	63	14	-	1 031
Combustible et achats d'électricité	212	89	126	6	4	-	-	437
Marge brute	239	(15)	181	116	59	14	-	594
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	97	22	47	24	20	9	34	253
Amortissement	116	32	53	44	12	-	13	270
Recouvrement de la dépréciation d'actifs	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)
Provision pour frais de restructuration	7	-	-	-	-	-	-	7
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	2	2	4	1	-	-	15
Résultats d'exploitation	13	(71)	80	44	26	5	(47)	50
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	26	-	-	-	-	26
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(119)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	(1)
Perte avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	(44)

Six mois clos le 30 juin 2014 (Retraité – voir note 2)	Charbon Canada	Charbon États-Unis	Gaz	Énergie éolienne	Énergie hydroélectrique	Commercialisation de l'énergie	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	490	122	388	129	64	73	-	1 266
Combustible et achats d'électricité	238	92	206	7	4	-	-	547
Marge brute	252	30	182	122	60	73	-	719
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	96	24	50	23	21	20	32	266
Amortissement	116	27	55	44	12	-	13	267
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	1	2	3	2	-	-	14
Autres résultats d'exploitation nets	-	-	-	-	(2)	5	-	3
Résultats d'exploitation	34	(22)	75	52	27	48	(45)	169
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	24	-	-	-	-	24
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	-	-	-	1
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	-	-	-	(128)
Perte de change	-	-	-	-	-	-	-	(7)
Perte avant impôts sur le résultat	-	-	-	-	-	-	-	59

Au cours des périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, la Société a comptabilisé une reprise de 8 millions de dollars (reprise de 4 millions de dollars en 2014) et une dépréciation de 2 millions de dollars (néant au 30 juin 2014) au titre des stocks de charbon afin d'en ramener la valeur nette de réalisation. La dépréciation et la reprise sont incluses dans le poste Combustible et achats d'électricité du secteur Charbon aux États-Unis.

Pour les périodes de trois mois et de six mois closes le 30 juin 2015, le secteur Énergie éolienne comprend des montants de 4 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 juin 2014) et de 10 millions de dollars (11 millions de dollars au 30 juin 2014) d'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 de la dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés et de celle selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés est présenté dans le tableau qui suit :

	Trois mois clos les 30 juin		Six mois clos les 30 juin	
	2015	2014	2015	2014
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	137	132	270	267
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	15	13	29	28
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	152	145	299	295

15. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

A. Contrat restructuré de Poplar Creek

Le 7 juillet 2015, la Société a convenu avec Suncor Énergie («Suncor») de restructurer l'entente actuelle visant les services de production d'électricité aux installations de base des sables pétrolifères de Suncor près de Fort McMurray et aux termes de laquelle la Société pourra acquérir la participation de Suncor dans deux projets éoliens situés en Alberta et en Ontario.

Notre centrale de cogénération à Poplar Creek, d'une capacité maximale de 376 MW, a été construite et mise sous contrat pour fournir de la vapeur et de l'électricité à Suncor jusqu'en 2023. En vertu de la nouvelle entente, Suncor fera l'acquisition de deux turbines à vapeur d'une capacité installée de 132 MW et de certains actifs d'interconnexion aux fins de transport. De plus, Suncor sera seule responsable du contrôle de l'exploitation des installations de cogénération, y compris la responsabilité des dépenses d'investissement, et sera autorisée à utiliser les générateurs à gaz de la Société à la pleine capacité de 244 MW jusqu'au 31 décembre 2030. La Société fournira à Suncor des services de surveillance centralisée, des services de diagnostic et du soutien technique afin de maximiser la performance et la fiabilité des pièces d'équipement. La propriété de toute la centrale de Poplar Creek sera transférée à Suncor en 2030.

Dans le cadre de cette entente restructurée, la Société fera l'acquisition de la participation de Suncor dans les installations de Kent Breeze de 20 MW situées en Ontario, ainsi que de la participation de 51 % de Suncor dans les installations de Wintering Hills de 88 MW situées en Alberta.

Par suite de l'entente, les actifs nets de Poplar Creek, totalisant environ 226 millions de dollars, seront reclassés dans les actifs détenus en vue de la vente au troisième trimestre. Le montant comprend la valeur comptable nette des générateurs à gaz, puisque le nouveau contrat devrait constituer un contrat de location-financement.

L'opération de restructuration et les ententes connexes sont assujetties à la satisfaction d'un certain nombre de conditions habituelles et à la réception des approbations des organismes de réglementation. L'opération devrait être conclue au cours du troisième trimestre.

B. Acquisition d'un parc éolien et de centrales d'énergie solaire aux États-Unis

Le 26 juillet 2015, la Société a convenu d'acquérir des actifs de production d'énergie renouvelable de 71 MW entièrement assujettis à des contrats pour une contrepartie en trésorerie de 76 millions de dollars américains ainsi que la prise en charge de certains éléments fiscaux et de la dette sans recours de 42 millions de dollars américains liée au projet. Les actifs acquis comprennent des centrales d'énergie solaire de 21 MW au Massachusetts et un parc éolien de 50 MW à Lakeswind, au Minnesota. Les actifs font l'objet de contrats d'achat d'électricité à long terme variant entre 20 ans et 30 ans. L'acquisition est sous réserve des approbations habituelles des organismes de réglementation et devrait être conclue à la fin de septembre 2015.

C. Procédures devant l'Alberta Utilities Commission («AUC»)

Le 27 juillet 2015, l'AUC a publié sa décision dans l'affaire présentée par l'Alberta Market Surveillance Administrator. La Société continue de passer en revue la décision qui a établi, entre autres, que ses actions relativement à quatre interruptions à ses centrales alimentées au charbon, d'une durée de 11 jours en 2010 et en 2011, ont empêché les acheteurs en vertu des CAÉ d'aller vers les concurrents et ont manipulé les prix du marché de façon à écarter la concurrence. La revue de la Société comprend l'examen de la possibilité de demander une autorisation d'appel auprès de la cour d'appel de l'Alberta, qui doit être présentée dans les 30 jours. La décision marque la fin de la première phase des procédures. La deuxième phase consiste à étudier toute pénalité imposée à la Société par l'AUC.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 juin 2015	31 déc. 2014
Cours de clôture (TSX) (\$)		9,68	10,52
Fourchette de cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	13,14	14,94
	Bas	9,68	9,81
Dette nette ajustée sur le capital investi (%)		56,4	56,3
Dette nette ajustée sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ¹ (%)		54,2	54,1
Ratio de la dette nette ajustée sur le BAIIA aux fins de comparaison ² (multiple)		4,7	4,2
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		0,9	6,3
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		0,7	3,0
Rendement du capital investi ² (%)		4,2	5,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		4,1	5,1
Dividendes en espèces par action ² (\$)		0,72	0,83
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,3	1,7
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		27,7	26,4
Rendement des actions ² (%)		7,4	7,9
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison ajustés sur la dette nette ajustée ² (%)		15,9	16,9
Ratio des fonds provenant des activités d'exploitation aux fins de comparaison avant intérêts sur les intérêts ajustés ² (multiple)		3,8	3,8

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

2) Pour les 12 derniers mois.

FORMULES DES RATIOS

Dettes nettes ajustées 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 (de l'actif) du passif des instruments de couverture sur la dette + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme, y compris la partie courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Dettes nettes ajustées 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 / BAIIA aux fins de comparaison

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'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

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

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

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

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 les 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'intérêt - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette + 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées - produit d'intérêt

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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.

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

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.

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.

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.

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.

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.

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



TransAlta Corporation

110 – 12th Avenue S.W.

Box 1900, Station "M"

Calgary, Alberta, Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Société de fiducie CST

C. P. 700, succursale B

Montréal (Québec) Canada H3B 3K3

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

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

Télécopieur

514.985.8843

Courriel

inquiries@canstockta.com

Site Web

www.canstockta.com/fr

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements

Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.7405

Courriel

investor_relations@transalta.com