



RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2013. 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 29 octobre 2014. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

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 trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Aux fins du présent rapport de gestion, nous avons séparé notre secteur Production selon les différents types de combustible de façon à fournir des renseignements supplémentaires à nos lecteurs. 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 donc 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 préparées selon les IFRS. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles», et «Résultats et autres mesures aux fins de comparaison» du présent rapport de gestion pour de plus amples renseignements.

FAITS SAILLANTS

Faits saillants consolidés

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	639	623	1 905	1 705
BAIIA aux fins de comparaison ¹	212	266	735	781
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(6)	(9)	(7)	(5)
Résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	(13)	39	22	80
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	145	174	537	551
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	216	253	546	601
Flux de trésorerie disponibles ¹	33	64	191	235
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,02)
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	(0,05)	0,15	0,08	0,31
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,53	0,65	1,97	2,10
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,12	0,24	0,70	0,90
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,29	0,65	0,87
Aux			30 sept. 2014	31 déc. 2013²
Total de l'actif			9 568	9 624
Total des passifs non courants			4 613	5 348

Faits saillants financiers

- Le bénéfice avant intérêts, impôts et taxes, et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison pour le troisième trimestre de 2014 et depuis le début de l'exercice a totalisé respectivement 212 millions de dollars et 735 millions de dollars, en raison de la disponibilité accrue au titre de l'ensemble de notre portefeuille de production et de l'amélioration continue du rendement de l'exploitation de notre secteur Charbon au Canada. Le BAIIA aux fins de comparaison pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice a diminué de respectivement 54 millions de dollars et 46 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2013, en raison surtout du recul des prix en Alberta qui a eu une incidence sur nos actifs marchands dans la province. Les prix en Alberta se sont élevés en moyenne à 56 \$ le mégawattheure («MWh») au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 par rapport à 91 \$ le MWh pour la période correspondante de 2013. Les centrales hydroélectriques ont subi également l'incidence de la diminution de la volatilité des prix et de la baisse des ressources hydrauliques. Notre stratégie, qui consiste à être en grande partie assujettie à des contrats, et la disponibilité accrue dans notre secteur Charbon au Canada ont limité l'incidence du recul des prix en Alberta. Le troisième trimestre a également subi l'incidence de la diminution des marges sur les activités de négociation.

1) Ces éléments ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'évaluer la tendance des résultats plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir les rubriques «Fonds provenant des activités d'exploitation et flux de trésorerie disponibles», 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 calculées selon les IFRS.

2) Compte tenu du reclassement décrit à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

- Les fonds provenant des activités d'exploitation pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 ont diminué de respectivement 29 millions de dollars et 14 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2013, surtout en raison de la baisse du BAIIA aux fins de comparaison, en partie contrebalancée par la hausse des profits réalisés sur les activités de gestion du risque et la diminution de la charge d'impôt exigible.
- Ces résultats sont conformes à nos attentes. Toutefois, après le 30 septembre 2014, nous avons observé des prix plus faibles que ceux prévus pour le quatrième trimestre, qui ont un effet surtout sur nos parcs éoliens et centrales hydroélectriques en Alberta. Par conséquent, nos prévisions pour l'exercice s'alignent sur la portion inférieure des fourchettes auparavant établies du BAIIA aux fins de comparaison et des fonds provenant des activités d'exploitation, et les fourchettes attendues ont été revues en conséquence. Le BAIIA aux fins de comparaison attendu révisé pour 2014 se situe entre 1 005 millions de dollars et 1 025 millions de dollars, et les fonds provenant des activités d'exploitation attendus révisés se situent entre 735 millions de dollars et 755 millions de dollars.
- Au troisième trimestre, la perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison s'est établie à 13 millions de dollars (perte nette de 0,05 \$ par action) et, depuis le début de l'exercice, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison s'est établi à 22 millions de dollars (résultat net de 0,08 \$ par action), soit respectivement une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 39 millions de dollars (résultat net de 0,15 \$ par action) et une baisse par rapport au résultat net aux fins de comparaison de 80 millions de dollars (résultat net de 0,31 \$ par action), en raison de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison et de la hausse des participations ne donnant pas le contrôle. Ces baisses ont été contrebalancées en partie par une diminution de la charge d'impôts sur le résultat.
- Au troisième trimestre, la perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 6 millions de dollars (perte nette de 0,03 \$ par action) et de 7 millions de dollars depuis le début de l'exercice (perte nette de 0,03 \$ par action) par rapport à une perte nette de 9 millions de dollars (perte nette de 0,03 \$ par action) et de 5 millions de dollars (perte nette de 0,02 \$ par action) pour les périodes correspondantes de 2013. Cette différence entre le résultat net aux fins de comparaison et le résultat net présenté est attribuable à l'augmentation de la juste valeur des couvertures économiques de périodes ultérieures dans le secteur Charbon aux États-Unis, et à une réduction plus importante de valeur de l'impôt différé en 2013. La variation de la perte nette présentée depuis le début de l'exercice a également été entraînée par une perte ponctuelle à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite au cours de la période précédente.

Faits saillants des initiatives stratégiques

Au cours du trimestre, nous avons continué de déployer d'importants efforts pour accroître notre portefeuille d'actifs faisant l'objet de contrats, accroître le rendement de l'exploitation et solidifier notre situation financière.

- Conclusion d'ententes visant à construire et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 mégawatts («MW») à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le coût de construction du projet est estimé à environ 570 millions de dollars australiens. La centrale, qui est entièrement visée par un contrat, devrait être en service et fournir de l'énergie aux clients au premier semestre de 2017. Nous prévoyons obtenir nos permis avant la fin de 2014 et entreprendre la construction au cours du premier trimestre de 2015.
- Avec le coentrepreneur, poursuite de la construction du projet de gazoduc de 178 millions de dollars australiens relié à la centrale de Solomon de la Société. Nous détenons une participation de 43 % dans la coentreprise. Le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévus, l'exploitation commerciale étant prévue pour le début de 2015.
- Conclusion d'un placement d'actions privilégiées pour un produit brut de 165 millions de dollars. Le produit tiré de ce placement permettra de rembourser des dettes venant à échéance au début de 2015.
- Poursuite du plan de prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques, permettant de maintenir notre position de premier producteur d'hydroélectricité en Alberta.

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

- Conclusion de la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation LLC («CE Gen»), le projet de mise en valeur Blackrock («Blackrock») et CalEnergy, LLC («CalEnergy»), en contrepartie d'un produit net de 188,5 millions de dollars américains.
- Conclusion du placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables») pour un produit d'environ 129 millions de dollars, déduction faite des coûts de placement.
- Conclusion d'un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en juin 2017.

Résultats d'exploitation

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité ¹ (%)	92,0	85,9	88,6	83,1
Disponibilité ajustée ^{1,2} (%)	92,0	85,9	89,6	86,4
Production (GWh) ¹	11 445	11 088	32 795	29 842
BAIIA aux fins de comparaison				
Secteur Production				
Carbon au Canada	91	95	268	239
Charbon aux États-Unis	12	20	43	52
Gaz	77	75	228	246
Énergie éolienne	26	25	121	121
Hydroélectricité	26	50	65	127
Total du secteur Production	232	265	725	785
Secteur Opérations sur les produits énergétiques	(3)	17	50	41
Secteur Siège social	(17)	(16)	(40)	(45)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	212	266	735	781

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué légèrement pour s'établir à 91 millions de dollars pour le troisième trimestre et a monté à 268 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à respectivement 95 millions de dollars et 239 millions de dollars pour les périodes correspondantes en 2013. Cette amélioration du BAIIA aux fins de comparaison depuis le début de l'exercice est surtout attribuable à la disponibilité accrue, laquelle est passée de 78,2 % pour la période correspondante de 2013 à 87,6 % en 2014. Nous avons également été en mesure de diminuer le coût du combustible par tonne grâce à une plus grande efficacité et une productivité accrue. Au cours du troisième trimestre de 2014, les avantages de ces améliorations ont été contrebalancés par le recul des prix en Alberta. Le profil de nos contrats ainsi que notre stratégie de couverture atténuent grandement le recul de 35 \$ par MWh du prix du marché sur douze mois. Le rendement des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, qui ont été remises en service l'an passé, a atteint celui qui avait été prévu.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 12 millions de dollars au troisième trimestre et à 43 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à respectivement 20 millions de dollars et 52 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2013, en raison essentiellement de la diminution des volumes des contrats de couverture à prix plus élevés. Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons engagé des coûts plus élevés qu'au cours de la période correspondante de 2013 pour acheter de l'électricité durant les périodes de réduction. Afin

1) La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements en titres de capitaux propres).

2) Ajustée en fonction de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia.

d'atténuer les risques d'approvisionnement en charbon au cours des mois d'hiver, nous avons emmagasiné du charbon en prévision de la congestion ferroviaire en 2015.

- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison a été de 77 millions de dollars pour le troisième trimestre et de 228 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à respectivement 75 millions de dollars et 246 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2013. Cette diminution du BAIIA aux fins de comparaison depuis le début de l'exercice s'explique essentiellement par le recul des prix en Alberta qui a eu une incidence sur les résultats de la centrale de Poplar Creek au deuxième trimestre et les effets d'un nouveau contrat à Ottawa. Les augmentations du BAIIA aux fins de comparaison au cours du troisième trimestre ont été entraînées surtout par l'appréciation de la juste valeur des achats à terme et des volumes de gaz livrés en Ontario, laquelle a été contrebalancée par les pertes du secteur Opérations sur les produits énergétiques.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison pour le troisième trimestre et depuis le début de l'exercice a été comparable à celui des périodes correspondantes de 2013. La production de notre centrale du Wyoming a compensé l'incidence du recul des prix en Alberta. Nous avons également atteint une plus grande disponibilité grâce aux dépenses d'entretien ciblées.
- Énergie hydroélectrique : Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 26 millions de dollars pour le troisième trimestre et à 65 millions de dollars depuis le début de l'exercice par rapport à respectivement 50 millions de dollars et 127 millions de dollars pour les périodes correspondantes de 2013. En 2013, l'abondance des ressources hydrauliques et les prix élevés ont entraîné la hausse du BAIIA aux fins de comparaison. Nous continuons de maintenir des ressources hydrauliques abondantes afin de tirer parti des occasions au chapitre des prix à mesure qu'elles se présentent.
- Secteur Opérations sur les produits énergétiques : Le secteur Opérations sur les produits énergétiques a subi une perte de 3 millions de dollars au troisième trimestre, soit une baisse de 20 millions de dollars par rapport au troisième trimestre de 2013. La baisse de la volatilité des prix des produits de base en Alberta et dans l'ouest des États-Unis a eu une incidence sur la capacité du secteur Opérations sur les produits énergétiques à générer une marge brute. En outre, les différences temporaires liées à l'approvisionnement en gaz de nos actifs de la région de l'Est ont eu une incidence négative sur notre marge brute au cours du troisième trimestre laquelle a été compensée par les profits inclus dans les résultats du secteur Gaz. Depuis le début de l'exercice 2014, le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 50 millions de dollars, soit une hausse de 9 millions de dollars par rapport à 41 millions de dollars pour la période correspondante de 2013 en raison de notre capacité à optimiser les actifs de commercialisation de l'énergie en dépit de la grande volatilité du marché par suite des phénomènes météorologiques extrêmes ayant eu lieu au cours du premier trimestre de 2014 dans le nord-est.
- Secteur Siège social : Notre secteur Siège social a engagé des charges de 17 millions de dollars au cours du troisième trimestre de 2014, ce qui est semblable aux charges de 16 millions de dollars engagées pour la période correspondante de 2013. Le secteur Siège social a engagé des coûts de 40 millions de dollars depuis le début de l'exercice, par rapport à 45 millions de dollars pour la période correspondante de 2013. Cette réduction découle du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise, en partie atténuée par la hausse de la rémunération au rendement.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a augmenté comparativement à celle des périodes correspondantes de 2013, du fait surtout de la baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada.

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014 a augmenté de 357 gigawattheures («GWh») par rapport à celle de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et d'une baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada, le tout en partie contrebalancé par la réduction accrue des contrats en Alberta.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, la production a augmenté de 2 953 GWh, comparativement à la période correspondante de 2013, en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, d'une baisse du nombre d'interruptions non planifiées dans le secteur Charbon au Canada, d'une diminution de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming, le tout en partie contrebalancé par la réduction accrue des contrats en Alberta.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

La présentation de mesures non conformes aux IFRS comme les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures.

Les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	216	253	546	601
Incidence liée à une réclamation en Californie	-	-	33	-
Règlement des frais de restructuration	-	1	-	5
Produit d'assurance non comparable	-	-	(6)	-
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	(7)	-	-
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	-	2	1
Frais d'entretien liés aux inondations	4	4	12	5
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(76)	(77)	(50)	(61)
Fonds provenant des activités d'exploitation	145	174	537	551
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(84)	(93)	(255)	(245)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(9)	(28)	(28)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(8)	(63)	(43)
Flux de trésorerie disponibles	33	64	191	235
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	273	266	272	262
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,53	0,65	1,97	2,10
Flux de trésorerie disponibles par action	0,12	0,24	0,70	0,90

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
BAIIA aux fins de comparaison	212	266	735	781
Profits (pertes) réalisé(e)s sur les activités de gestion du risque	6	(26)	16	(16)
Charge d'intérêt	(59)	(61)	(178)	(177)
Provisions	(4)	10	-	10
Charge d'impôt exigible	(7)	(10)	(24)	(36)
Profit (perte) de change réalisé(e)	(4)	(2)	(3)	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(6)	(11)	(19)
Reprise des charges de restructuration	-	1	-	3
Règlement des frais de restructuration	-	1	-	5
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	(7)	-	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	5	8	2	(3)
Fonds provenant des activités d'exploitation	145	174	537	551

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014 ont fléchi de 29 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2013, pour s'établir à 145 millions de dollars, en raison surtout de la diminution du BAIIA aux fins de comparaison. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les fonds provenant des activités d'exploitation ont reculé de 14 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2013, pour s'établir à 537 millions de dollars, en raison d'une diminution du BAIIA aux fins de comparaison, en partie compensée par la réduction de la charge d'impôt exigible. Les intérêts au comptant des périodes de trois mois et de neuf mois closes en 2014 correspondent à ceux des périodes correspondantes de 2013.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014 ont régressé de 31 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2013, en raison d'une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les flux de trésorerie disponibles ont diminué de 44 millions de dollars comparativement à ceux de la période correspondante de 2013 pour se fixer à 191 millions de dollars, principalement en raison d'une baisse des fonds provenant des activités d'exploitation et de la hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales par suite de la réduction de notre participation dans TransAlta Renewables et de l'amélioration du rendement de TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»).

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Projet South Hedland

Le 28 juillet 2014, nous avons conclu un contrat pour construire, détenir et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. Le coût du projet est estimé à environ 570 millions de dollars australiens, y compris le coût d'acquisition du matériel existant de Horizon Power. La mise en valeur est entièrement visée par un contrat d'achat d'électricité de 25 ans conclu avec Horizon Power, société de services publics de l'État, et The Pilbara Infrastructure Pty Ltd., filiale en propriété exclusive de Fortescue, société minière. Le projet pourrait être étendu pour servir des clients supplémentaires à des dates ultérieures. La centrale fournira de l'énergie aux clients de Horizon Power dans la région de Pilbara ainsi qu'aux exploitations portuaires de Fortescue. IHI Engineering Australia a été choisie pour assurer la construction de la centrale. Les permis de travail et environnementaux nécessaires devaient être reçus au cours du quatrième trimestre de 2014. Les équipes se préparent à se rendre sur place. La construction devrait commencer au début de 2015, et la centrale devrait être en service et fournir de l'électricité aux clients au premier semestre de 2017.

Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, la Société a annoncé la constitution d'une coentreprise sans personnalité morale nommée Fortescue River Gas Pipeline Joint Venture afin de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc de 270 kilomètres et de 178 millions de dollars australiens qui reliera le gazoduc entre Dampier et Bunbury à notre centrale de Solomon. L'utilisation du gazoduc fait l'objet d'un contrat de 20 ans conclu avec nos clients de la centrale de Solomon. La Société détient une participation de 43 % dans la coentreprise par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive. Le projet se déroule selon l'échéancier et le budget prévus. La construction du gazoduc a commencé tant à l'extrémité est qu'à l'extrémité ouest du gazoduc, et il y a toujours plusieurs équipes qui travaillent au projet. Au 30 septembre 2014, plus de 40 kilomètres de conduite avaient été raccordés. En plus de notre quote-part du coût du gazoduc, un montant de 14 millions de dollars australiens au titre des coûts de mise à niveau de la centrale est engagé pour que la centrale de Solomon soit alimentée en gaz naturel plutôt qu'en diesel, ce qui entraînera un rendement au fil du temps au moyen de l'augmentation des paiements de location.

Vente d'actions privilégiées

Le 15 août 2014, la Société a conclu un placement de 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables, série G, d'un rendement de 5,3 %, et obtenu un produit brut de 165 millions de dollars. Le produit du placement est utilisé aux fins générales de la Société, y compris aux fins du remboursement des dettes échéant en janvier 2015.

Vente de CE Gen, de Blackrock et de CalEnergy

Le 12 juin 2014, nous avons conclu l'entente que nous avons déjà annoncée visant la vente de notre participation de 50 % dans CE Gen, Blackrock et CalEnergy à MidAmerican Renewables en contrepartie d'un produit brut de 200,5 millions de dollars américains. Le produit net s'est élevé à 188,5 millions de dollars américains, compte tenu de notre apport en capital à CE Gen en mai 2014. Par suite de la vente, nous avons comptabilisé un profit avant impôts et taxes de 1 million de dollars dans les résultats du deuxième trimestre.

La vente de notre participation de 50 % dans Wailuku Holding Company LLC («Wailuku») annoncée en février 2014 devrait se conclure en décembre 2014.

Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, nous avons clôturé un placement secondaire de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut d'environ 136 millions de dollars (produit net d'environ 129 millions de dollars, compte tenu des frais d'émission). Le produit net tiré du placement a servi au remboursement de la dette, au financement de la croissance ainsi qu'aux fins générales de la Société. Depuis la clôture du placement, nous détenons environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

Projet de transport Fort McMurray

Le 17 janvier 2014, la Société a annoncé que le partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, TAMA Transmission LP («TAMA Transmission»), qui a été conclu le 9 mai 2013, a obtenu la permission de participer au processus d'appel d'offres visant le projet de transport Fort McMurray West de 500 kilovolts. L'Alberta Electric System Operator («AESO») a annoncé la liste restreinte des sociétés qu'il a retenues, dont TAMA Transmission. Ainsi, cette dernière participera à la prochaine étape du processus d'appel d'offres pour ce projet. L'AESO a annoncé son intention de choisir l'entreprise qui obtiendra le contrat en décembre 2014.

Réclamation en Californie

Le 30 mai 2014, nous avons annoncé que notre règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties («parties de la Californie») visant les réclamations liées à la crise de l'énergie de 2000 à 2001 en Californie a été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Le règlement prévoit un paiement de 52 millions de dollars américains en deux versements égaux ainsi qu'un crédit d'environ 97 millions de dollars américains au titre des sommes qui nous sont dues liées aux créances clients. Le premier versement de 26 millions de dollars américains a été effectué en juin 2014 et le deuxième est prévu pour 2015. Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société avait imputé, au titre du règlement prévu de ces litiges avec les parties en Californie, une charge avant impôts et taxes d'environ 56 millions de dollars. La conclusion du règlement a donné lieu à l'imputation d'une charge additionnelle avant impôts et taxes de 5 millions de dollars au deuxième trimestre de 2014.

Procédures devant l'Alberta Utilities Commission

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'Alberta Utilities Commission (l'«AUC»), alléguant notamment que TransAlta a manipulé le prix de l'électricité dans cette province au moyen d'interruptions de service dans certaines de ses unités de production alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. TransAlta a nié toutes les allégations de l'ASM. La demande de l'ASM est actuellement devant l'AUC. L'audience relative à la demande devrait se tenir en décembre 2014.

Placement de billets de premier rang

Le 3 juin 2014, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en juin 2017 et portant intérêt au taux nominal de 1,90 %, payable semestriellement, à un prix d'émission équivalant à 99,887 % du capital des billets. Le produit net du placement a servi au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et aux fins générales de la Société.

Entente liée à l'unité 6 de la centrale de Sundance

Le 19 février 2014, nous avons conclu une entente avec l'acheteur du contrat d'achat d'électricité («CAÉ») relativement au litige avec l'unité 6 de la centrale de Sundance. Cette entente n'a aucune incidence importante sur les états financiers.

Nominations au conseil d'administration

Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons annoncé la nomination de MM. P. Thomas Jenkins, OC, CD et John P. Dielwart au conseil d'administration de la Société, nominations qui entraient en vigueur respectivement le 1^{er} septembre et le 1^{er} octobre 2014. Ces nominations s'inscrivent dans le cadre de notre processus continu d'évaluation des compétences et de la composition de notre conseil, aux fins de la planification de la relève, et visent à aligner les compétences des membres du conseil sur la direction stratégique de la Société.

Nomination au sein de l'équipe de direction

Le 18 mars 2014, nous avons annoncé la nomination de trois membres de la haute direction, qui amélioreront l'atteinte de nos objectifs en matière d'excellence opérationnelle au chapitre des activités de base et de la croissance. Brett Gellner a été nommé chef de la direction des placements et est chargé de diriger tous les aspects de la croissance de la Société. Donald Tremblay s'est joint à TransAlta à titre de chef de la direction des finances le 31 mars 2014, et Wayne Collins s'est joint à TransAlta à titre de vice-président à la direction, Exploitation minière et charbon le 3 juillet 2014.

CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport de gestion annuel de 2013.

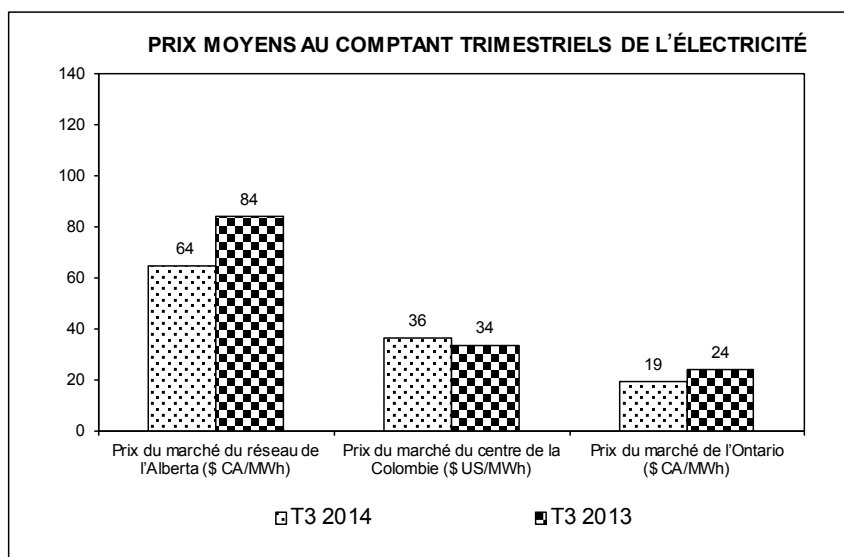
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le troisième trimestre de 2014, environ 90 % de notre portefeuille d'électricité consolidé était visé par des CAÉ et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, dont la plupart sont d'une durée d'au plus cinq ans. Les prix moyens de ces contrats pour le reste de 2014 s'élèvent à environ 55 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

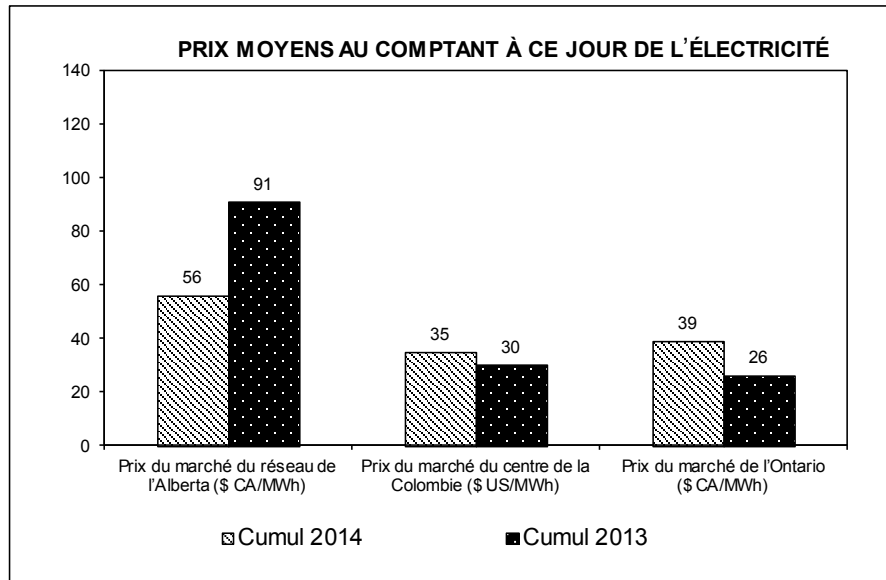
Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants :



Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014, les prix moyens au comptant en Alberta ont diminué en regard de ceux de la période correspondante de 2013 en raison surtout d'une augmentation de l'approvisionnement. Les prix moyens dans la région du nord-ouest du Pacifique ont été semblables à ceux de la période précédente, alors que l'augmentation des flux hydrauliques et la disponibilité de l'énergie nucléaire ont été contrebalancées par la hausse des prix du gaz naturel. Les prix moyens au comptant en Ontario au cours du trimestre considéré ont reculé en raison de la diminution de la demande, ainsi qu'en raison de l'augmentation de la production d'hydroélectricité et d'énergie renouvelable.



Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les prix moyens au comptant en Alberta ont diminué de façon importante en regard de ceux de la période correspondante de 2013 en raison surtout d'une augmentation de l'approvisionnement. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, plus particulièrement en février, contrebalancée en partie par un accroissement de la production hydroélectrique et nucléaire. Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, les prix moyens au comptant en Ontario ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2013 en raison des conditions de froid extrême dans tout le nord-est au cours du premier trimestre, ce qui a entraîné une hausse du prix du gaz naturel et de la demande.

D'ici la fin de l'exercice 2014, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2013 en raison de l'accroissement de la production de base. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2013. Les prix du marché en décembre 2013 ont augmenté en raison des températures très froides. En Ontario, les prix pour le reste de l'exercice devraient être moins élevés qu'en 2013 malgré l'augmentation des prix du gaz naturel découlant du nombre moins élevé d'interruptions à nos centrales nucléaires et de l'accroissement de la capacité éolienne par rapport à 2013. Bien que nous ayons tenu compte d'une diminution des prix dans notre fourchette, les récentes conditions du marché ont été moins favorables que prévu, et nous sommes d'avis qu'elles pourraient persister tout au long de l'exercice.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social.

Production : *TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits liés à la production et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Les ventes d'électricité effectuées par le groupe commercial et industriel de la Société sont présumées provenir de la production de la Société et ont été incluses dans le secteur Production à leur montant net.*

La capacité totale des installations dans lesquelles la Société détient une quote-part s'élève à 10 144 MW^{1, 2}. Au 30 septembre 2014, nos actifs de production représentaient une capacité brute de 9 092 MW^{1, 2} en activité (participation véritable nette de 8 381 MW^{1, 2}). L'information qui suit exclut les actifs qui ont été comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, lesquels sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

	Trois mois clos le 30 sept. 2014			Trois mois clos le 30 sept. 2013 ³		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ⁴	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ⁴	Total aux fins de comparaison
Disponibilité (%) ⁵	92,0	-	92,0	85,7	-	85,7
Production (GWh) ⁵	11 445	-	11 445	10 710	-	10 710
Capacité installée brute (MW) ^{1, 5}	9 092	-	9 092	8 668	-	8 668
Capacité installée nette (MW) ^{1, 5}	8 381	-	8 381	8 073	-	8 073
Produits des activités ordinaires	636	(22)	614	601	22	623
Combustible et achats d'électricité	277	(13)	264	265	(16)	249
Marge brute	359	(9)	350	336	38	374
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	113	(4)	109	103	(4)	99
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(1)	1	-	(18)	18	-
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	(1)	1	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	-	6	7	-	7
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	(1)	(1)
Répartition des coûts intersectoriels	3	-	3	4	-	4
BAIIA	238	(6)	232	241	24	265
Amortissement	128	13	141	118	17	135
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1	1	-	-	-
Résultats d'exploitation	110	(20)	90	123	7	130

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute reflète la base de consolidation des actifs sous-jacents, tandis que la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.

2) La centrale alimentée au gaz de Centralia n'est pas exploitée à l'heure actuelle. Nous évaluons actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité d'une remise en exploitation de l'installation.

3) Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour une description des retraitements touchant les périodes antérieures.

4) 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.

5) La disponibilité, la production et la capacité installée comprennent les actifs au titre des activités de production et des contrats de location-financement.

	Neuf mois clos le 30 sept. 2014			Neuf mois clos le 30 sept. 2013 ¹		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ²	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison et reclassements ²	Total aux fins de comparaison
Disponibilité (%) ³	88,5	-	88,5	82,7	-	82,7
Disponibilité ajustée (%) ^{3, 4}	89,6	-	89,6	86,1	-	86,1
Production (GWh) ³	32 481	-	32 481	28 678	-	28 678
Capacité installée brute (MW) ^{2, 5}	9 092	-	9 092	8 668	-	8 668
Capacité installée nette (MW) ^{2, 5}	8 381	-	8 381	8 073	-	8 073
Produits des activités ordinaires	1 829	31	1 860	1 652	95	1 747
Combustible et achats d'électricité	824	(41)	783	669	(42)	627
Marge brute	1 005	72	1 077	983	137	1 120
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	329	(6)	323	308	(5)	303
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(1)	1	-	(18)	18	-
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	(2)	2	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	20	-	20	22	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	10	-	10	11	-	11
Recouvrements d'assurance	-	(1)	(1)	-	-	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	(1)	(1)
BAIIA	647	78	725	662	123	785
Amortissement	382	41	423	365	43	408
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	2	2	-	1	1
Résultats d'exploitation	265	35	300	297	79	376

- 1) Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour une description des retraitements touchant les périodes antérieures.
- 2) 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.
- 3) La disponibilité, la production et la capacité installée comprennent les actifs au titre des activités de production et des contrats de location-financement.
- 4) Ajustée en fonction de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia.
- 5) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire de termes clés pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et opérationnelle. La capacité brute reflète la base de consolidation des actifs sous-jacents, tandis que la capacité nette déduit la capacité attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle dans ces actifs.

Charbon : TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au charbon ainsi que des activités minières connexes au Canada et aux États-Unis. Les produits liés au charbon et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» de notre rapport de gestion annuel de 2013.

Charbon au Canada

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	88,6	74,9	87,6	78,2
Production assujettie à des contrats (GWh)	5 401	4 158	15 316	12 269
Production marchande (GWh)	999	983	3 208	2 656
Production totale (GWh)	6 400	5 141	18 524	14 925
Capacité installée brute (MW)	3 771	3 491	3 771	3 491
Capacité installée nette (MW)	3 576	3 296	3 576	3 296
Produits des activités ordinaires	260	249	750	664
Combustible et achats d'électricité	113	101	323	267
Marge brute aux fins de comparaison¹	147	148	427	397
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	52	50	147	147
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3	9	9
Profit à la vente d'actifs	-	(1)	-	(1)
Répartition des coûts intersectoriels	1	1	3	3
BALIA aux fins de comparaison¹	91	95	268	239
Amortissement	72	70	216	210
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison¹	19	25	52	29
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	13	25	38	44
Matériel minier et achats de terrains	19	18	27	38
Contrats de location-financement	3	3	7	7
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	17	29	81	88
Total	52	75	153	177

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a augmenté de respectivement 1 259 GWh et 3 599 GWh en regard de celle des périodes correspondantes de 2013 en raison surtout de la plus grande disponibilité entraînée par l'interruption des activités de l'unité 1 de la centrale Keephills en 2013 et la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les hausses des réductions au titre de nos contreparties aux CAÉ découlant du recul des prix en Alberta ont contrebalancé l'incidence sur la production totale. Nous ne prévoyons pas d'autres interruptions planifiées aux fins d'entretien d'envergure au sein des centrales que nous exploitons pour le reste de 2014.

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.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014, la marge brute aux fins de comparaison a légèrement diminué par rapport à 2013. La Société a tiré profit de l'augmentation de la production assujettie à des contrats découlant de la diminution des interruptions par rapport à la période correspondante de 2013, ce qui a entraîné une augmentation des produits et un recul des coûts du combustible. L'augmentation des produits tirés des contrats a été limitée en raison des taux incitatifs réduits au titre de la production en fonction du marché en vertu des modalités des CAÉ, par suite du recul des prix du marché. L'incidence des réductions des prix au comptant sur notre production marchande a été en partie atténuée par notre programme d'opérations de couverture.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, la marge brute aux fins de comparaison a augmenté de 30 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013, surtout en raison de la diminution des interruptions non planifiées, de la diminution des coûts du charbon et de l'escalade des prix contractuels, le tout en partie contrebalancé par le recul des prix en Alberta. Au cours du premier semestre de 2013, nous avons dû régler à des prix élevés des contrats financiers en raison d'une production plus faible que prévu pendant les interruptions non planifiées.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration aux fins de comparaison ont été semblables à celles des périodes correspondantes de 2013 malgré la capacité d'exploitation grandement accrue aux unités 1 et 2 de la centrale Sundance remises en service. Nous y sommes parvenus au moyen de la réduction des frais d'entretien liée à la baisse des interruptions non planifiées et de la mise en œuvre d'une initiative visant à diminuer le nombre d'employés contractuels, les heures supplémentaires et l'utilisation des matières premières.

La dotation aux amortissements pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a grimpé en regard des périodes correspondantes de 2013, en raison de l'augmentation des actifs découlant principalement de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien ont diminué de respectivement 23 millions de dollars et 24 millions de dollars, par rapport à celles des périodes correspondantes de 2013. La diminution est principalement attribuable aux activités minières découlant de l'achèvement en 2013 de l'entretien important d'une pelle à benne traînante et d'une pelle mécanique et de l'achat de machinerie lourde, en prévision de l'accélération de la production aux niveaux actuels.

Charbon aux États-Unis

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	96,9	97,6	80,3	72,7
Disponibilité ajustée (%) ¹	96,9	97,6	86,9	90,8
Production (GWh)	2 254	2 421	4 740	4 231
Capacité installée brute et nette (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	109	110	259	233
Combustible et achats d'électricité	84	77	176	142
Marge brute aux fins de comparaison	25	33	83	91
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	11	11	34	31
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	2	3
Répartition des coûts intersectoriels	1	1	4	5
BAIIA aux fins de comparaison	12	20	43	52
Amortissement	13	14	40	41
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(1)	6	3	11
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	2	1	3	5
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	-	1	9	8
Total	2	2	12	13

La production pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014 a diminué de 167 GWh comparativement à celle de la période correspondante de 2013 en raison de contraintes dans le transport ferroviaire du charbon et de la diminution de la disponibilité.

La production pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 a augmenté de 509 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013 en raison de la diminution de la répartition économique, découlant d'une hausse des prix au cours de certains mois de la période qui a entraîné une production plus économique. Au cours des périodes caractérisées par des prix du marché moins élevés, comme c'est le cas durant le ruissellement printanier, il peut être plus économique pour nous de ne pas produire d'électricité à la centrale thermique de Centralia et d'acheter de l'électricité sur le marché afin de satisfaire à nos obligations contractuelles.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de respectivement 8 millions de dollars et 9 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2013, en raison surtout de la compression de la marge entraînée par les réductions liées aux contraintes prévues au titre de l'approvisionnement en charbon, par la baisse des volumes des contrats de couvertures, par les coûts plus élevés pour l'achat d'électricité au cours des périodes de réduction et par l'accroissement des coûts des intrants au titre du combustible, le tout en partie contrebalancé par l'augmentation des prix de l'électricité.

1) Ajustée en fonction de la répartition économique.

Gaz : *TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au gaz naturel au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits liés au gaz et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» de notre rapport de gestion annuel de 2013.*

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	93,7	93,1	92,9	93,7
Production (GWh) ¹	1 720	2 009	5 567	5 968
Capacité installée brute (MW) ^{1, 2}	1 779	1 779	1 779	1 779
Capacité installée nette (MW) ^{1, 2}	1 618	1 618	1 618	1 618
Produits des activités ordinaires	162	167	575	526
Combustible et achats d'électricité	60	65	266	202
Marge brute aux fins de comparaison	102	102	309	324
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	24	25	77	74
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	2	3
Répartition des coûts intersectoriels	1	1	2	1
BAIIA aux fins de comparaison	77	75	228	246
Amortissement	28	26	83	80
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	-	2	1
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	48	49	143	165
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	5	3	13	10
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	15	4	39	21
Total	20	7	52	31

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a diminué de respectivement 289 GWh et 401 GWh, en regard de celle des périodes correspondantes de 2013, principalement en raison de l'apport réduit de notre centrale d'Ottawa selon les modalités du nouveau contrat en vigueur au 1^{er} janvier 2014 et du calendrier des interruptions planifiées.

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a été comparable à celui de la période correspondante de 2013, puisque l'incidence de la baisse des prix en Alberta sur notre centrale de Poplar Creek et de l'apport réduit de notre centrale d'Ottawa a été contrebalancée par les profits évalués à la valeur de marché au titre de certains contrats d'achat de gaz en Ontario et du gaz entreposé qui est utilisé comme combustible ou aux fins de transaction. Ces profits évalués à la valeur de marché sont annulés par des pertes dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 a diminué de 18 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013, surtout en raison de la diminution des prix en Alberta et de l'apport réduit de notre centrale d'Ottawa en vertu des modalités du contrat. Ces diminutions du BAIIA aux fins de comparaison ont été en partie contrebalancées par les avantages liés à la revente de gaz excédentaire à prix plus élevés au cours des interruptions non planifiées en 2014. L'apport réduit découlant du contrat de notre centrale d'Ottawa a été inclus dans nos prévisions du BAIIA pour l'exercice complet de 2014. Le nouveau contrat en fonction de la capacité est conforme à notre stratégie liée aux contrats, et sa durée de 20 ans appuie l'investissement continu dans la centrale.

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.

2) La centrale alimentée au gaz de Centralia n'est pas exploitée à l'heure actuelle. Nous évaluons actuellement les besoins de production de la région et la faisabilité financière d'une remise en exploitation de l'installation.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, les dépenses d'investissement de maintien ont augmenté comparativement aux périodes correspondantes de 2013, principalement par suite d'une hausse des activités d'entretien planifié d'envergure, y compris des interruptions à Sarnia, à Ottawa et à Poplar Creek.

Énergies renouvelables : *TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens au Canada et aux États-Unis. Les produits liés aux énergies renouvelables et le taux de rentabilité global sont tirés de la disponibilité de l'énergie hydraulique et de l'énergie éolienne et de la production d'électricité ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» de notre rapport de gestion annuel de 2013.*

Énergie éolienne

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Disponibilité (%)	94,6	92,9	94,1	93,5
Production (GWh)	532	432	2 193	1 837
Capacité installée brute (MW)	1 289	1 145	1 289	1 145
Capacité installée nette (MW)	965	926	965	926
Produits des activités ordinaires	43	39	172	165
Combustible et achats d'électricité	3	3	10	10
Marge brute aux fins de comparaison	40	36	162	155
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	9	35	28
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	1	5	5
Répartition des coûts intersectoriels	-	1	1	1
BAlIA aux fins de comparaison	26	25	121	121
Amortissement	22	20	66	58
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	4	5	55	63
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	1	-	2	2
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	1	1	5	3
Total	2	1	7	5

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a augmenté de respectivement 100 GWh et 356 GWh en regard de celle des périodes correspondantes de 2013, essentiellement en raison de l'apport des nouvelles centrales et de la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada. L'augmentation de la disponibilité est liée à notre stratégie d'amélioration de l'exploitation axée sur les centrales faisant l'objet de contrats à prix plus élevés.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a été comparable à celui des périodes correspondantes de 2013, du fait que l'augmentation de la production a contrebalancé la baisse des prix en Alberta.

L'amortissement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a augmenté de respectivement 2 millions de dollars et 8 millions de dollars en regard de celui des périodes correspondantes de 2013, essentiellement en raison de l'augmentation des actifs résultant des nouvelles centrales.

Énergie hydroélectrique

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Production (GWh)	539	707	1 457	1 717
Capacité installée brute (MW)	913	913	913	913
Capacité installée nette (MW)	882	893	882	893
Produits des activités ordinaires	40	58	104	159
Combustible et achats d'électricité	4	3	8	6
Marge brute aux fins de comparaison	36	55	96	153
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	4	30	23
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	2	2
Répartition des coûts intersectoriels	-	-	-	1
Recouvrements d'assurance	-	-	(1)	-
BAIIA aux fins de comparaison	26	50	65	127
Amortissement	6	5	18	19
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	20	45	47	108
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	2	1	13	4
Dépenses d'entretien planifié d'envergure	1	1	1	1
Total	3	2	14	5

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 a diminué de respectivement 168 GWh et 260 GWh par rapport à celle des périodes correspondantes de 2013, en raison de la baisse des ressources hydrauliques dans l'ouest du Canada et de la diminution des incitatifs économiques visant l'énergie hydroélectrique. En 2013, les apports d'eau dans l'ouest du Canada ont été beaucoup plus élevés que la normale.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, la marge brute aux fins de comparaison a diminué de respectivement 19 millions de dollars et 57 millions de dollars en regard de celle des périodes correspondantes de 2013, en raison surtout de la baisse des prix du marché en Alberta au titre de l'électricité et des services accessoires et d'une diminution de la production. Les prix moins élevés et la faible volatilité des prix en Alberta ont limité notre capacité à tirer profit de notre flexibilité à produire de l'électricité au cours des heures facturées à des prix plus élevés.

L'augmentation de 6 millions de dollars et de 7 millions de dollars des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration respectivement pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 par rapport aux périodes correspondantes de 2013 est liée principalement à la reprise des activités d'entretien normales après les interruptions de l'an dernier par suite des inondations.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien par rapport à celles de la période correspondante de 2013 s'explique principalement par les dépenses de rétablissement des activités à la suite d'inondations.

Placements en titres de capitaux propres

Tel qu'il est mentionné dans la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion, nous avons conclu la vente de nos participations dans CE Gen et CalEnergy en juin 2014. Nous demeurons le propriétaire véritable d'une participation de 50 % dans Wailuku jusqu'à la conclusion de la vente proposée en décembre 2014. La centrale hydroélectrique de Wailuku a une capacité de production brute de 10 MW (participation nette de 5 MW).

La méthode de la mise en équivalence a été utilisée pour comptabiliser les résultats des coentreprises CE Gen, CalEnergy et Wailuku pour les mois de janvier et de février 2014, mais a cessé d'être utilisée à partir du 1^{er} mars 2014, soit au moment du classement de ces placements à titre d'actifs détenus en vue de la vente selon les exigences des IFRS.

Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités d'exploitation, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

	Deux mois clos le 28 févr. 2014	Trois mois clos le 30 sept. 2013	Neuf mois clos le 30 sept. 2013
Disponibilité (%)	97,1	91,5	90,1
Production (GWh) :			
Gaz	127	93	301
Énergies renouvelables	187	285	863
Total de la production	314	378	1 164

La participation de la Société dans TAMA Transmission continue d'être comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Opérations sur les produits énergétiques : Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes, tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR»), est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Se reporter à l'analyse de la valeur à risque et des positions de négociation à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour plus de détails sur la VaR.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques commercialise notre production grâce à des contrats à court terme et à long terme, assure un approvisionnement en combustible économique et fiable, et vise à accroître la marge au sein d'une conjoncture de marché dynamique. Nous tirons parti de nos capacités de commercialisation de base en répondant aussi aux besoins de clients tiers en matière d'approvisionnement et de commercialisation d'énergie.

Nos engagements en matière de commercialisation sont appuyés par notre propre approvisionnement et par l'acquisition d'actifs en matière d'approvisionnement et de commercialisation de tiers, comme les droits de transmission, de transport et d'entreposage. Lorsque nous gérons notre portefeuille, nous cherchons activement à tirer parti de nos connaissances à l'égard des marchés d'énergie physique et de combustible pour obtenir des marges d'arbitrage additionnelles.

Toutes les activités sont gérées en fonction de nos marchés de base et de notre profil de risque de faible à modéré. La commercialisation directe de notre propre production est présentée dans les résultats du secteur Production. Toutes les activités liées à nos actifs de façon indirecte et toutes les autres activités de commercialisation sont présentées dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques.

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» de notre rapport de gestion annuel de 2013.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques, y compris ceux des activités de négociation présentées à leur montant net, sont comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	3	22	76	53
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	9	36	23
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(4)	(10)	(11)
BAlIA aux fins de comparaison et résultats d'exploitation aux fins de comparaison	(3)	17	50	41

Pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014, le BAlIA aux fins de comparaison a diminué de 20 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013, essentiellement en raison de la baisse de la volatilité des prix des produits de base en Alberta et dans l'ouest des États-Unis qui a eu une incidence sur la capacité du secteur Opérations sur les produits énergétiques à générer une marge brute. En outre, des différences temporaires liées à l'approvisionnement en gaz de nos actifs dans l'est ont eu une incidence négative sur notre marge brute au troisième trimestre, laquelle a été compensée par les profits inclus dans les résultats du secteur Gaz.

Depuis le début de l'exercice, le BAlIA aux fins de comparaison a augmenté de 9 millions de dollars pour s'établir à 50 millions de dollars, en raison de phénomènes météorologiques extrêmes qui ont entraîné une volatilité sans précédent du prix des produits de base (gaz et électricité) sur les marchés de l'est au cours du premier trimestre de 2014. Cette volatilité a eu une incidence positive sur notre capacité à optimiser notre portefeuille d'actifs de production, de transport, de transmission et d'entreposage. Nous avons d'ailleurs profité des possibilités d'arbitrage à faible risque découlant de la volatilité extrême sur le marché. La hausse a été partiellement neutralisée par la hausse de la répartition des coûts du siège social et par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur le rendement découlant des résultats solides.

Nous prévoyons que la marge brute du secteur Opérations sur les produits énergétiques sera près de ses niveaux historiques pour le restant de l'exercice.

Siège social : Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services liés à l'environnement, à l'approvisionnement, à la santé et à la sécurité et au développement durable, des services de communications et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologies de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	(17)	(16)	(40)	(45)
Amortissement	7	6	20	17
Pertes d'exploitation aux fins de comparaison	(24)	(22)	(60)	(62)
Dépenses d'investissement de maintien :				
Dépenses d'investissement courantes	5	6	17	14
Total	5	6	17	14

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014 ont été comparables à celles de la période correspondante de 2013.

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 ont diminué de 5 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013, du fait surtout du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise. Cette diminution a été en partie contrebalancée par l'augmentation de la rémunération fondée sur le rendement.

Les dépenses d'investissement courantes pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 ont augmenté en regard de celles de la période correspondante de 2013, en raison surtout de l'augmentation des dépenses liées aux technologies de l'information de la Société.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Intérêt sur la dette	60	61	179	179
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	-	(1)	(2)
Charge d'intérêt	59	61	178	177
Désactualisation des provisions	5	4	14	13
Charge d'intérêt nette	64	65	192	190

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, la charge d'intérêt nette a été comparable à celle des périodes correspondantes de 2013, du fait de la baisse de l'endettement à long terme, en partie contrebalancée par l'incidence défavorable des taux de change.

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Résultat avant impôts sur le résultat	31	45	90	80
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(9)	3	(35)	(16)
Quote-part (du résultat) de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	(2)	-	5
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	(35)	11	(7)	60
Dépréciation d'actifs	(1)	(18)	(1)	(18)
Provision pour frais de restructuration	-	(1)	-	(3)
Profit à la vente d'actifs	-	-	(1)	(10)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	15	-	15
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	29
Recouvrements d'assurance	-	-	(1)	-
Réclamation en Californie	-	-	5	-
Perte de change au titre d'une réclamation en Californie	2	-	2	-
Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance	4	4	6	5
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	(8)	57	58	147
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	18	48	33	41
(Charge) 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	(12)	4	(2)	21
Charge d'impôts sur le résultat liée à la dépréciation d'actifs	-	(5)	-	(5)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à la provision pour frais de restructuration	-	(1)	-	(1)
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié(e) au profit à la vente d'actifs	-	-	1	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la vente d'un placement	-	-	36	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	4	-	4
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat lié(e) à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	(12)	(40)	(63)	(40)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte découlant de la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	7
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à une réclamation en Californie	-	-	1	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à une perte de change au titre d'une réclamation en Californie	1	-	1	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux frais d'entretien relatifs à des inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance	1	1	1	1
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	(4)	11	8	34
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	50	19	14	23

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a diminué par rapport à celle des périodes correspondantes de 2013, 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.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 30 septembre 2014 a augmenté en regard de la période correspondante de 2013, 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.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, a diminué en regard de la période correspondante de 2013, en raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat, d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, et de l'effet de certains montants des exercices antérieurs qui ne fluctuent pas avec le résultat.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, respectivement 13 millions de dollars et 27 millions de dollars (40 millions de dollars et 40 millions de dollars en 2013) d'actifs d'impôt différé ont été sortis du bilan en raison des avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre de nos activités existantes aux États-Unis détenues directement. Nous avons sorti du bilan ces actifs, puisqu'il n'est plus considéré comme probable que nos activités aux États-Unis détenues directement génèrent un revenu imposable 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.

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 neuf mois closes le 30 septembre 2014 a augmenté de respectivement 13 millions de dollars et 20 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2013, en raison surtout des résultats de TransAlta Renewables, qui est devenue une entité ouverte distincte en août 2013, et du meilleur rendement de TA Cogen découlant du report d'une interruption planifiée en 2015. Tel qu'il est énoncé dans la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion, nous avons conclu un placement secondaire des actions ordinaires de TransAlta Renewables le 29 avril 2014. Par conséquent, l'actionnariat public de TransAlta Renewables est passé de 19,4 % à 29,7 %.

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 neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

RÉSULTATS ET AUTRES MESURES AUX FINS DE COMPARAISON

La présentation des mesures non conformes aux IFRS telles que le résultat aux fins de comparaison, la marge brute aux fins de comparaison, les résultats d'exploitation aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des informations supplémentaires et leur permet d'en évaluer les tendances par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de l'incidence de certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales et qu'elles représentent encore des couvertures économiques efficaces. Comme ces profits ou pertes ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Les autres ajustements apportés au résultat, comme ceux inclus pour calculer le résultat aux fins de comparaison, ont également été exclus 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.

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

Les résultats d'exploitation aux fins de comparaison et le BAIIA aux fins de comparaison comprennent également les résultats des centrales que nous exploitons comme des contrats de location-financement. La présentation des produits tirés des contrats de location-financement fournit une indication au titre des résultats d'exploitation et du BAIIA de ces centrales.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du résultat aux fins de comparaison et du résultat présenté pour les périodes de trois mois closes les 30 septembre 2014 et 2013 :

	Trois mois clos le 30 sept. 2014			Trois mois clos le 30 sept. 2013 ¹				
	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	639	13 ²	(35) ⁴	617	623	11 ²	11 ⁴	645
Combustible et achats d'électricité	277	(13) ³	-	264	265	(16) ³	-	249
Marge brute	362	26	(35)	353	358	27	11	396
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	138	-	(4) ⁵	134	128	-	(4) ⁵	124
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	(1)	-	1 ⁶	-	(18)	-	18 ⁶	-
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	(1)	-	1 ⁶	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7	7	-	-	7
Recouvrements d'assurance	-	-	-	-	-	-	-	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	-	(1) ⁹	-	(1)
BAIIA	218	26	(32)	212	242	28	(4)	266
Amortissement	135	13 ³	-	148	124	17 ^{3,9}	-	141
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1 ²	-	1	-	-	-	-
Résultats d'exploitation	83	12	(32)	63	118	11	(4)	125
Produits tirés des contrats de location-financement	12	(12) ²	-	-	11	(11) ²	-	-
Profit (perte) de change	-	-	2 ⁶	2	(6)	-	-	(6)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	-	(15)	-	15 ⁶	-
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	2	-	-	2
Résultat avant intérêts et impôts et taxes	95	-	(30)	65	110	-	11	121
Charge d'intérêt nette	64	-	-	64	65	-	-	65
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	18	-	(22) ⁷	(4)	48	-	(37) ¹⁰	11
Résultat net	13	-	(8)	5	(3)	-	48	45
Participations ne donnant pas le contrôle	10	-	(1) ⁸	9	(3)	-	-	(3)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(6)	-	(7)	(13)	(9)	-	48	39
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	273	-	-	273	266	-	-	266
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,03)	-	(0,05)	(0,05)	(0,03)	-	0,15	0,15

- 1) Se reporter à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion pour une description des retraitements touchant les périodes antérieures.
- 2) Produits tirés des contrats de location-financement et diminution des créances au titre des contrats de location-financement fournissant une indication au titre des résultats d'exploitation.
- 3) Amortissement minier compris dans le poste Combustible et achats d'électricité.
- 4) Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.
- 5) Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance.
- 6) Élément non comparable.
- 7) Réduction de valeur des actifs d'impôt différé et incidence fiscale nette de tous les ajustements aux fins de comparaison.
- 8) Éléments non comparables attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle.
- 9) Profit à la vente d'immobilisations corporelles compris dans le poste Amortissement.
- 10) Incidence fiscale nette de tous les ajustements aux fins de comparaison.

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du résultat aux fins de comparaison et du résultat présenté pour les périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2014 et 2013 :

	Neuf mois clos le 30 sept. 2014			Neuf mois clos le 30 sept. 2013				
	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Reclassements aux fins de comparaison	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	1 905	38 ²	(7) ⁵	1 936	1 705	35 ²	60 ⁵	1 800
Combustible et achats d'électricité	824	(41) ³	-	783	669	(42) ³	-	627
Marge brute	1 081	79	(7)	1 153	1 036	77	60	1 173
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	404	-	(6) ⁶	398	376	-	(5) ⁶	371
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	(1)	-	1 ⁷	-	(18)	-	18 ⁷	-
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	-	(3)	-	3 ⁷	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	21	-	-	21	22	-	-	22
Recouvrements d'assurance	-	(1) ⁴	-	(1)	-	-	-	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	-	-	(1) ¹⁰	-	(1)
BALIA	657	80	(2)	735	659	78	44	781
Amortissement	402	41 ³	-	443	382	43 ^{3,10}	-	425
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	2 ²	-	2	-	1 ²	-	1
Résultats d'exploitation	255	37	(2)	290	277	34	44	355
Produits tirés des contrats de location-financement	36	(36) ²	-	-	34	(34) ²	-	-
Profit (perte) de change	(7)	-	2 ⁷	(5)	(2)	-	-	(2)
Profit à la vente d'actifs	1	-	(1) ⁸	-	10	-	(10) ⁷	-
Réclamation en Californie	(5)	-	5 ⁷	-	-	-	-	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	-	(15)	-	15 ⁷	-
Recouvrements d'assurance	2	(1) ⁴	(1) ⁷	-	-	-	-	-
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	-	(5)	-	-	(5)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	-	(29)	-	29 ⁷	-
Résultat avant intérêts et impôts et taxes	282	-	3	285	270	-	78	348
Charge d'intérêt nette	192	-	-	192	190	-	-	190
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	33	-	(25) ⁹	8	41	-	(7) ¹¹	34
Résultat net	57	-	28	85	39	-	85	124
Participations ne donnant pas le contrôle	36	-	(1)	35	16	-	-	16
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	21	-	29	50	23	-	85	108
Dividendes sur actions privilégiées	28	-	-	28	28	-	-	28
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(7)	-	29	22	(5)	-	85	80
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	272	-	-	272	262	-	-	262
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(0,03)	-	0,08	0,08	(0,02)	-	0,31	0,31

- 1) Se reporter à la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion pour une description des retraitements touchant les périodes antérieures.
- 2) Produits tirés des contrats de location-financement et diminution des créances au titre des contrats de location-financement fournissant une indication au titre des résultats d'exploitation.
- 3) Amortissement minier compris dans le poste Combustible et achats d'électricité.
- 4) Tranche comparable des recouvrements d'assurance.
- 5) Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.
- 6) Frais d'entretien liés aux inondations, déduction faite des recouvrements d'assurance.
- 7) Élément non comparable.
- 8) Profit à la vente de CE Gen, de Blackrock et de CalEnergy.
- 9) Réduction de valeur des actifs d'impôt différé et incidence fiscale nette de tous les ajustements aux fins de comparaison.
- 10) Profit à la vente d'immobilisations corporelles compris dans le poste Amortissement.
- 11) Incidence fiscale nette de tous les ajustements aux fins de comparaison.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états de la situation financière consolidés résumés du 31 décembre 2013 au 30 septembre 2014 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	203	Calendrier des encaissements et des paiements, vente de placements et activités de financement
Créances clients	(128)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et caractère saisonnier des produits des activités ordinaires
Charges payées d'avance	20	Paiement anticipé des primes d'assurance annuelles, des redevances et des ententes de service
Placements	(192)	Vente de CE Gen
Créances au titre de contrats de location-financement (courantes et non courantes)	13	Variations favorables des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	(31)	Amortissement pour la période, en partie contrebalancé par des acquisitions et des variations favorables des taux de change
Actifs d'impôt différé	(71)	Réduction de valeur des actifs d'impôt différé et variations des différences temporaires
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	130	Profits sur un contrat de vente d'électricité à long terme
Dettes fournisseurs et charges à payer	(37)	Calendrier des paiements et des charges à payer, en partie contrebalancé par une hausse des charges à payer au titre du capital
Dividendes à verser	(30)	Réduction des dividendes trimestriels
Dette à long terme (y compris la partie courante)	(196)	Réduction des emprunts en vertu d'une facilité de crédit et paiement à l'échéance des billets à moyen terme, en partie contrebalancés par l'émission de billets de premier rang
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (partie courante et non courante)	19	Fluctuations des taux d'actualisation à la fin de la période
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	(15)	Paiement lié à une réclamation en Californie, en partie contrebalancé par une hausse de l'obligation au titre des prestations définies
Passifs d'impôt différé	(31)	Recouvrement d'impôt différé, montant net
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	(23)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	161	Résultat net pour la période, profits sur les couvertures de flux de trésorerie comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et actions privilégiées émises, le tout en partie contrebalancé par les dividendes déclarés
Participations ne donnant pas le contrôle	90	Vente d'une participation ne donnant pas le contrôle additionnelle dans TransAlta Renewables, contrebalancée en partie par la tranche du résultat net au titre des participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite des distributions

1) Compte tenu de la réduction de 160 millions de dollars au titre des actifs et passifs de gestion du risque au 31 décembre 2013, telle qu'elle est décrite à la rubrique «Modifications comptables» du présent rapport de gestion.

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 19* des états financiers annuels consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 et à la *note 9* des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités au 30 septembre 2014 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2013 et à la *note 10* 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 2013.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut 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 la juste valeur est donc établie 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 avons aussi divers contrats ayant une durée s'étirant au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 30 septembre 2014, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 170 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 66 millions de dollars au 31 décembre 2013). 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.

Au cours du troisième trimestre de 2014, une de nos filiales, dont la monnaie de fonctionnement est le dollar australien, est devenue exposée à des paiements futurs de 5,3 milliards de yens japonais pour l'acquisition de composantes d'immobilisations corporelles s'étendant jusqu'en juin 2017. L'exposition de la filiale aux fluctuations des taux de change fait l'objet d'une couverture au moyen de contrats d'achat de change à terme.

À la suite du désinvestissement de CE Gen, de Blackrock et de CalEnergy ainsi que du rapatriement du produit dans des fonds canadiens, nous avons annulé la désignation des titres d'emprunt de 180 millions de dollars américains comme couvertures de l'investissement net dans des activités aux États-Unis. Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons annulé la désignation de titres d'emprunt additionnels de 90 millions de dollars américains se rapportant à d'autres activités aux États-Unis. De manière prospective, ces tranches de titres d'emprunt libellés en dollars américains font l'objet d'une couverture au moyen d'instruments dérivés de change.

Au cours du deuxième trimestre, nous avons également annulé la désignation comme couverture de flux de trésorerie de l'exposition au risque de change à l'égard d'une dette de 20 millions de dollars américains. Aucun reclassement important hors du cumul des autres éléments du résultat global n'a eu lieu en raison de la cessation de la comptabilité de couverture.

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 neuf mois closes le 30 septembre 2014 comparativement aux périodes correspondantes de 2013 :

Trois mois clos les 30 sept.	2014	2013	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	94	67	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	216	253	Diminution du résultat en trésorerie de 36 millions de dollars
Activités d'investissement	(158)	(150)	Diminution du produit de la vente d'immobilisations corporelles de 8 millions de dollars et augmentation des soldes du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 17 millions de dollars, en partie contrebalancées par une baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles de 16 millions de dollars
Activités de financement	94	(115)	Baisse des remboursements des emprunts en vertu des facilités de crédit et des remboursements de la dette à long terme de 301 millions de dollars, et augmentation du produit de l'émission d'actions privilégiées de 161 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par une diminution du produit net de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle additionnelle dans une filiale de 207 millions de dollars, une hausse des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 28 millions de dollars et une augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales de 11 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	(1)	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	245	55	

Neuf mois clos les 30 sept.	2014	2013	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	42	27	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	546	601	Diminution du résultat en trésorerie de 44 millions de dollars et baisse de la variation du fonds de roulement de 11 millions de dollars
Activités d'investissement	(137)	(460)	Hausse du produit de la vente de placements de 218 millions de dollars, baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles de 118 millions de dollars et diminution des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 21 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par un recul des profits réalisés sur les instruments financiers de 26 millions de dollars et une baisse du produit à la cession d'immobilisations corporelles de 9 millions de dollars
Activités de financement	(206)	(113)	Augmentation des remboursements des emprunts en vertu de facilités de crédit et des remboursements (déduction faite des émissions) de la dette à long terme de 127 millions de dollars, diminution du produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 78 millions de dollars, augmentation des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 46 millions de dollars et hausse des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales de 20 millions de dollars, le tout en partie contrebalancé par une augmentation du produit de l'émission d'actions privilégiées de 161 millions de dollars et une hausse des profits réalisés sur des instruments financiers de 17 millions de dollars
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	245	55	

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.

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 préalable au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions à des partenaires ne détenant pas de participation donnant un 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 septembre 2014 en regard de 4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2013. La dette à long terme a diminué par rapport à celle au 31 décembre 2013 en grande partie du fait de l'utilisation du produit de la vente de CE Gen, de Blackrock et de CalEnergy et du placement secondaire d'actions ordinaires de TransAlta Renewables afin de régler nos emprunts sur notre facilité de crédit et d'effectuer un remboursement, en mai, au titre de l'échéance prévue d'une débenture. Ces éléments ont été en partie contrebalancés par le placement de billets de premier rang effectué en mai également. Les variations des taux de change ont contrebalancé une partie de la diminution.

Facilités de crédit

Au 30 septembre 2014, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2013), dont un montant de 1,4 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2013) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 septembre 2014, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,7 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars au 31 décembre 2013), ce qui correspondait à des emprunts réels de 0,3 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2013) et à des lettres de crédit de 0,4 milliard de dollars (0,4 milliard de dollars au 31 décembre 2013).

Outre le montant de 1,4 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 245 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Le 29 octobre 2014, nous avons 275,1 millions d'actions ordinaires en circulation, ainsi que 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série A, 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série C, 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série E et 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang de série G en circulation. Au 30 septembre 2014, nous avons 273,4 millions d'actions ordinaires (266,3 millions au 30 septembre 2013) émises et en circulation. Au 30 septembre 2014, nous avons 38,6 millions d'actions privilégiées de premier rang (32,0 millions au 30 septembre 2013) émises et en circulation.

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, respectivement 1,6 million et 5,2 millions d'actions ordinaires (respectivement 4,2 millions et 11,6 millions au 30 septembre 2013) ont été émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions ordinaires pour les actionnaires (le «régime»), pour un montant de respectivement 19 millions de dollars et 65 millions de dollars (respectivement 55 millions de dollars et 161 millions de dollars au 30 septembre 2013).

Le 15 août 2014, TransAlta a conclu un appel public à l'épargne visant 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G pour un produit brut de 165 millions de dollars. Les porteurs d'actions privilégiées ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes cumulatifs à un taux annuel de 1,325 \$ par action sur approbation du conseil d'administration, payables trimestriellement, pour un rendement annuel de 5,30 % pour la période initiale prenant fin le 30 septembre 2019. Le taux du dividende sera rajusté le 30 septembre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un rendement annuel égal à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada alors en vigueur majoré de 3,80 %. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de TransAlta à compter du 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, à un prix de 25,00 \$ par action majoré de tous les dividendes déclarés et non versés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série G ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série H le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série H auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil d'administration, à un rendement annuel égal à la somme du rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada alors en vigueur majoré de 3,80 %.

Le 29 octobre 2014, nous avons déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, qui sera versé le 1^{er} janvier 2015.

Le 29 octobre 2014, 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 0,501 \$ par action privilégiée de série G. Ces dividendes seront versés le 31 décembre 2014.

Nous émettons des actions ordinaires pour un réinvestissement de dividendes ou un produit au comptant ou à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions.

Lettres de crédit et garanties au comptant

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture, aux projets de construction et aux obligations d'achat. Au 30 septembre 2014, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 363 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2013) et des garanties au comptant de 17 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2013). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

En vertu des exigences en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en application des contrôles additionnels au titre des émissions d'oxyde d'azote («NOx») et de dioxyde de soufre («SO₂») lorsque leurs CAÉ respectifs prennent fin, soit, pour la plupart, en 2020. Ces exigences réglementaires ont été élaborées par la province en 2004 par suite de discussions entre parties intéressées dans le cadre de la Clean Air Strategic Alliance («CASA») de l'Alberta. Cependant, la publication des règlements fédéraux régissant les GES entraîne un certain déséquilibre entre les exigences et les calendriers de réduction des polluants atmosphériques de la CASA, les calendriers de réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon plus anciennes, qui, donneront lieu à des réductions importantes des émissions de NOx, de SO₂ et de particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta.

Le 2 juin 2014, l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») a publié des projets de règlements en matière de gestion des émissions de GES dans le secteur de l'énergie. Ces projets de règlements ciblent les émissions de GES provenant de la production existante à partir de combustibles fossiles aux États-Unis : charbon, gaz naturel et autres hydrocarbures. L'objectif de ces projets de règlements est d'obtenir, d'ici 2030, une réduction des émissions de 30 % dans ce secteur par rapport aux niveaux de 2005. Le cadre proposé comprendrait des objectifs de taux d'émission à atteindre d'ici 2030, mesurés en livres de dioxyde de carbone par MWh, pour le secteur de l'électricité de chaque État.

Les projets de règlements prévoient l'atteinte d'objectifs intermédiaires entre 2020 et 2030, ainsi que l'atteinte d'un objectif final d'ici 2030, qui devra être maintenu par la suite. Ces objectifs varient selon l'État et selon les circonstances. Les États auraient la flexibilité de réaliser les objectifs de diverses façons, soit au moyen de programmes de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES visant un État ou plusieurs États, d'améliorations de la consommation spécifique de chaleur et d'initiatives liées à l'utilisation de nouveaux combustibles, ou encore d'approches plus normatives, comme les programmes d'énergie renouvelable et de conservation d'énergie. Les États établiraient des approches ou des plans de mise en œuvre étatiques qui devront par la suite être examinés et approuvés par l'EPA. Les projets de règlements devraient être mis au point par l'EPA d'ici juin 2015 et les plans de mise en œuvre étatiques devraient être soumis d'ici juin 2016. Nous estimons qu'il n'y aura pas de fardeau réglementaire supplémentaire en matière de GES imposé à la centrale de Centralia compte tenu des projets de règlements.

PERSPECTIVES POUR 2014

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2014, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2013 en raison de l'accroissement de la production de base. Toutefois, les prix peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront moins élevés qu'en 2013. Les prix du marché en décembre 2013 ont augmenté en raison des températures très froides. En Ontario, les prix pour le reste de l'exercice devraient être moins élevés qu'en 2013 malgré l'augmentation des prix du gaz naturel découlant du nombre moins élevé d'interruptions à nos centrales nucléaires et de l'augmentation de la capacité éolienne par rapport à 2013. Bien que nous ayons tenu compte d'une diminution des prix dans notre fourchette, les récentes conditions du marché ont été moins favorables que prévu, et nous sommes d'avis qu'elles pourraient persister tout au long de l'exercice.

Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons évalué le montant recouvrable de nos unités génératrices de trésorerie aux fins des tests de dépréciation de l'actif et du goodwill, et aucune imputation ni reprise importante pour dépréciation n'a été comptabilisée. Les évaluations étaient fondées sur les hypothèses les plus récentes sur les prix futurs de l'électricité disponibles au moment de l'évaluation des actifs ayant une capacité marchande. Après le 30 septembre 2014, des diminutions des prix futurs de l'électricité ont été observées sur les principaux marchés où nous exerçons nos activités. Nos évaluations ne tiennent pas compte de ces diminutions. Nos centrales alimentées au charbon aux États-Unis, qui ont subi des pertes de valeur par le passé, sont particulièrement sensibles aux fluctuations des prix futurs de l'électricité. Nous continuerons de suivre de près les changements des prix futurs de l'électricité, puisqu'ils auront une incidence sur la dépréciation d'actifs au cours du quatrième trimestre.

Législation environnementale

La mise au point des règlements canadiens fédéraux visant la réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon a donné lieu à d'autres activités. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement de l'Alberta afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta. Les centrales alimentées au charbon auront ainsi plus de souplesse pour respecter ces exigences réglementaires. Pour plus de renseignements sur les règlements canadiens visant la réduction des GES, voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport de gestion annuel de 2013.

Le 21 janvier 2013, le gouvernement de l'Ontario a publié un document de travail pour recueillir l'avis du public sur la réduction des émissions de GES dans la province, dans le but d'élaborer des règlements sur les GES pour tous les secteurs industriels importants d'ici 2015. Aucune cible ou approche réglementaire précise n'a encore été proposée.

La réglementation en matière de GES proposée récemment par l'EPA qui vise les centrales électriques existantes ne devrait pas avoir une incidence importante sur nos activités aux États-Unis. En ce qui a trait à la centrale alimentée au charbon de Centralia, TransAlta a convenu avec l'État de Washington de mettre les unités hors service en 2020 et 2025. Cette entente fait officiellement partie du programme sur les changements climatiques de l'État. Nous estimons qu'il n'y aura pas de fardeau réglementaire supplémentaire en matière de GES imposé à la centrale de Centralia étant donné les engagements que nous avons pris.

Depuis janvier 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator doit satisfaire aux règlements établis dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du California Air Resources Board. Nous continuons de suivre de près notre inventaire de GES en Californie.

En Australie, le gouvernement a abrogé la taxe sur le carbone le 17 juillet 2014. Cette mesure éliminera les redevances d'émission imposées précédemment à nos centrales alimentées au gaz en Australie, mais l'incidence devrait être minime étant donné que ces redevances d'émission étaient généralement transférées aux clients qui sont sous contrat. Le gouvernement libéral n'a pas encore mis en œuvre de programme substitut sur les changements climatiques.

Nous continuons de surveiller de près les progrès et les risques associés aux modifications de la législation environnementale pour nos activités futures.

Environnement économique

En 2014, nous prévoyons une croissance lente à modérée sur tous les marchés. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et notre fournisseur, et sur nos relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au troisième trimestre de 2014. 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 raison surtout du démarrage des activités à notre centrale de Solomon, en Australie. Sans tenir compte de l'incidence de la répartition économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître en 2014 par rapport à 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées, et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming. La disponibilité globale devrait être de 88 % à 90 % en 2014.

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 en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. 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 du troisième trimestre de 2014, environ 90 % de notre capacité de 2014 était assujettie à des contrats. Pour 2014, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 55 \$ le MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

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 de nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2014, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 7 % à 9 % moins élevés qu'en 2013 en raison de l'exploitation, pendant un exercice complet, des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et des avantages tirés de l'obtention de la responsabilité de l'exploitation de la mine de Highvale de Prairie Mines and Royalty Ltd. au cours de 2013.

Même si nous possédons la mine de Centralia dans l'État de Washington, elle n'est pas opérationnelle pour le moment. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis 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 2014 devrait subir une hausse variant d'environ 1 % à 3 %.

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.

Opérations sur les produits énergétiques

Les résultats de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques 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. En 2014, nous visons à ce que le secteur Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 65 millions de dollars. Par suite du remarquable rendement du secteur au cours du premier trimestre, nous nous attendons maintenant à ce que le secteur dégage une marge brute variant de 80 millions de dollars à 90 millions de dollars pour l'exercice, alors que la volatilité des marchés devrait revenir à un niveau plus normal pour le reste de 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 devises au moyen de passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêt, qui contrebalancent dans une grande mesure nos produits libellés en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette pour 2014 devrait être moins élevée qu'en 2013 en raison de la réduction du niveau d'endettement découlant de l'utilisation du produit tiré du placement d'actions privilégiées au cours du trimestre, de la vente de CE Gen, de Blackrock et de CalEnergy et du placement secondaire d'actions ordinaires de TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit. 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

Si la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel devait s'accroître ou si les activités de négociation sur le marché devaient s'intensifier, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires dans l'avenir. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates sur nos facilités de crédit consenties.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» de notre rapport de gestion annuel de 2013, sont fondées sur la conjoncture et les perspectives économiques actuelles. En raison de la conjoncture économique, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits ou pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation des actifs aux fins du calcul de la dépréciation de ceux-ci.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables pour 2014, devrait se situer entre 17 % et 22 %, ce qui est inférieur au taux d'imposition prévu par la loi de 25 %, 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 principaux projets sont axés sur le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

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

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

Projet	Total – Projet		2014		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Centrale du projet South Hedland ²	572	13	73	13	T2 2017	Centrale à cycle combiné de 150 MW
Gazoduc en Australie ³	92	57	92	57	T1 2015	Gazoduc de 270 kilomètres pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Transport	12	-	1	-	T2 2015	Transport réglementé – obtention d'un rendement sur le capital investi
Prolongation de la durée d'utilité de centrales hydroélectriques	15 - 20	9	15 - 20	9	T4 2014	Remplacement de la génératrice et amélioration des roues mobiles de turbines pour prolonger la durée d'utilité de certaines centrales
Total	691 - 696	79	181 - 186	79		

Au cours du trimestre, la portée du projet de transport a été accrue et le projet a été reporté en 2015. L'accroissement de la portée entraînera également la hausse de la base tarifaire.

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

Pour 2014, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	135 - 140	86
Matériel miniers et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	45 - 50	27
Contrats de location-financement	Paiements liés au matériel minier visé par des contrats de location-financement	5 - 10	7
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	150 - 165	135
Total des dépenses d'investissement de maintien		335 - 365	255
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration – siège social	10 - 15	10
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		345 - 380	265

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2014.

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 à titre de 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.

Notre programme d'entretien planifié d'envergure est lié aux travaux d'entretien d'envergure prévus au calendrier et comprend les coûts liés à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et au remplacement de composantes existantes. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifié et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés.

Les détails du programme d'entretien planifié d'envergure de 2014 sont présentés comme suit :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2014	Dépenses à ce jour ¹
Incorporées dans le coût de l'actif	95 - 105	55 - 60	150 - 165	135
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	95 - 105	55 - 65	150 - 170	135

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	2 030 - 2 040	380 - 390	2 410 - 2 430	2 268

Notre estimation de la perte globale de production en GWh en raison de notre programme d'entretien planifié d'envergure a été révisée à la baisse en regard de celle présentée dans notre rapport de gestion annuel de 2013 par suite du report d'une interruption de 2014 à 2015.

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 aux termes du régime 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

Profits et pertes initiaux

Nous avons retraité l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2013 pour reclasser les profits ou pertes initiaux découlant des différences 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. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion contre le risque. En vertu de l'ajustement, ces montants sont reclassés comme des compensations directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. Ainsi, les actifs à long terme de gestion du risque et les passifs à long terme de gestion du risque ont été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Se reporter à la *note 9 C*) des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 septembre 2014 et pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes à cette date pour obtenir plus de renseignements sur les profits et pertes initiaux.

1) Représentent les montants engagés au 30 septembre 2014.

Réduction de valeur des stocks

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a retraité le compte de résultat consolidé résumé pour la période close le 30 septembre 2013 afin de reclasser la réduction de valeur des stocks à titre de composante du poste Combustible et achats d'électricité. Ces montants étaient auparavant présentés comme des composantes indépendantes du résultat d'exploitation. Cet ajustement vise à mieux identifier dans la marge brute les effets généralement compensateurs que les variations des prix futurs de l'électricité ont sur les profits et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché des couvertures économiques des ventes d'électricité à terme, inclus dans les produits des activités ordinaires, et sur la réduction des stocks ou les reprises. En raison de cet ajustement, les montants au poste Combustible et achats d'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 ont augmenté de respectivement 5 millions de dollars et 21 millions de dollars. La réduction de stocks pour les périodes de trois mois et de neuf mois close le 30 septembre 2014 s'établit à 6 millions de dollars.

IAS 32, Instruments financiers : Présentation

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, portant sur la compensation des actifs financiers et des passifs financiers. L'adoption de l'IAS 32 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

IAS 36, Dépréciation d'actifs

Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les obligations d'information modifiées de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les obligations d'information modifiées n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

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.

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 :

I. IFRS 9, Instruments financiers

En juillet 2014, au terme de la phase du projet sur la dépréciation pour la réforme de la comptabilisation des instruments financiers et le remplacement de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers*. L'IFRS 9 comprend des indications, dont certaines ont été publiées précédemment par l'IASB, sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers (c.-à-d. la comptabilisation des pertes de crédit) et un nouveau modèle de comptabilité de couverture. Se reporter à la note 3 de nos états financiers consolidés annuels les plus récents pour obtenir de l'information sur les rubriques précédentes à propos de l'IFRS 9.

Les nouvelles exigences pour la dépréciation des actifs financiers introduisent un modèle de dépréciation des pertes attendues, selon lequel les pertes de crédit attendues doivent être comptabilisées plus rapidement. Les dispositions sur la dépréciation de l'IAS 39 se fondent sur un modèle de pertes subies, selon lequel les pertes de crédit ne sont comptabilisées que lorsque des indications d'un événement déclencheur sont présentes.

L'IFRS 9 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son application anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur nos états financiers consolidés.

II. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*, qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et son application anticipée est permise. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur nos états financiers consolidés.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T4 2013	T1 2014	T2 2014	T3 2014
Produits des activités ordinaires	587	775	491	639
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(66)	49	(50)	(6)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,25)	0,18	(0,18)	(0,03)
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,00	0,17	(0,04)	(0,05)
	T4 2012	T1 2013	T2 2013	T3 2013
Produits des activités ordinaires	646	540	542	623
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	39	(11)	15	(9)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,15	(0,04)	0,06	(0,03)
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,22	0,12	0,03	0,15

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.

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. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour nous assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun se rapportant à notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos

contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir une assurance raisonnable pour ce qui est d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

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 septembre 2014, 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.

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», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «projeter», «prévoir», «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, à l'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris les projets d'envergure, tels que le projet d'électricité de South Hedland, et leurs coûts connexes; les attentes quant aux mesures que prendra l'AESO pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau du système de transport de l'Alberta; les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en termes 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; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et activités contractuelles; 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; 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 devant l'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 et aux autres devises aux emplacements où nous exerçons nos activités; 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 Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute; et les attentes relatives au rendement des actifs de TransAlta Renewables.

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 de 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 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 d'effectuer les réparations de façon économique ou en temps opportun; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; 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; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la 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 dans l'obtention des permis et la construction du projet d'électricité de South Hedland ainsi que dans la construction du gazoduc en Australie; la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités existantes et proposées et des initiatives de croissance; et la clôture de la cession de notre participation dans Wailuku.

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 2013 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2014.

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. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)

Non audité	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013 (Retraité)*	2014	2013 (Retraité)*
Produits des activités ordinaires	639	623	1 905	1 705
Combustible et achats d'électricité (note 2)	277	265	824	669
Marge brute	362	358	1 081	1 036
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration (note 6)	138	128	404	376
Amortissement	135	124	402	382
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(1)	(18)	(1)	(18)
Provision pour frais de restructuration	-	(1)	-	(3)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7	21	22
Résultats d'exploitation	83	118	255	277
Produits tirés des contrats de location-financement	12	11	36	34
Quote-part du résultat (de la perte) de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 3)	-	2	-	(5)
Charge d'intérêt nette (note 4)	(64)	(65)	(192)	(190)
Perte de change	-	(6)	(7)	(2)
Profit à la vente d'actifs (note 3)	-	-	1	10
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	(29)
Réclamation en Californie (note 5)	-	-	(5)	-
Recouvrements d'assurance (note 6)	-	-	2	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	(15)	-	(15)
Résultat avant impôts sur le résultat	31	45	90	80
Charge d'impôts sur le résultat (note 7)	18	48	33	41
Résultat net	13	(3)	57	39
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	3	-	21	23
Participations ne donnant pas le contrôle (note 8)	10	(3)	36	16
	13	(3)	57	39
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	3	-	21	23
Dividendes sur actions privilégiées (note 14)	9	9	28	28
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(6)	(9)	(7)	(5)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	273	266	272	262
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué (note 13)	(0,03)	(0,03)	(0,03)	(0,02)

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

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Résultat net	13	(3)	57	39
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	3	17	(8)	28
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ²	-	-	-	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	3	17	(8)	29
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	25	(16)	45	16
Reclassement des profits à la conversion des actifs nets des établissements étrangers cédés (note 3)	-	-	(6)	-
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ³	(19)	15	(37)	(14)
Reclassement des pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger cédés, déduction faite des impôts et taxes ⁴ (note 3)	-	-	7	-
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	111	(47)	100	(20)
Reclassement en résultat net des (profits) pertes sur instruments désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(49)	35	(27)	(4)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	68	(13)	82	(22)
Autres éléments du résultat global	71	4	74	7
Total du résultat global	84	1	131	46
Total du résultat global attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	73	5	88	23
Participations ne donnant pas le contrôle	11	(4)	43	23
	84	1	131	46

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 (charge de 6 et 10 en 2013), respectivement.

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2013.

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 et de 5 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 (charge de 2 et recouvrement de 2 en 2013), respectivement.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2014 (néant en 2013).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 44 et de 37 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 (recouvrement de 22 et de 26 en 2013), respectivement.

6) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 7 et de 1 pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 (recouvrement de 8 et de 3 en 2013), respectivement.

Voir les notes jointes.

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

	30 sept. 2014	31 déc. 2013 <i>(Retraité)*</i>
Non audité		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	245	42
Créances clients <i>(note 9)</i>	345	473
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	4	3
Garanties versées <i>(note 10)</i>	17	20
Charges payées d'avance	32	12
Actifs de gestion du risque <i>(notes 9 et 10)</i>	129	113
Stocks <i>(note 2)</i>	86	77
Impôts sur le résultat à recevoir	3	8
Actifs détenus en vue de la vente <i>(note 3)</i>	5	-
	866	748
Placements <i>(note 3)</i>	-	192
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	389	377
Immobilisations corporelles <i>(note 11)</i>		
Coût	12 351	12 024
Amortissement cumulé	(5 189)	(4 831)
	7 162	7 193
Goodwill	461	460
Immobilisations incorporelles	322	323
Actifs d'impôt différé	47	118
Actifs de gestion du risque <i>(notes 9 et 10)</i>	230	116
Autres actifs	91	97
Total de l'actif	9 568	9 624
Créditeurs et charges à payer	410	447
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	21	16
Passifs de gestion du risque <i>(notes 9 et 10)</i>	69	85
Impôts sur le résultat à payer	-	3
Dividendes à verser <i>(note 13)</i>	55	85
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	10	8
Partie courante de la dette à long terme <i>(notes 9 et 12)</i>	716	209
	1 281	853
Dette à long terme <i>(notes 9 et 12)</i>	3 410	4 113
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	24	17
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	330	316
Passifs d'impôt différé	428	459
Passifs de gestion du risque <i>(notes 9 et 10)</i>	96	103
Obligations au titre des prestations définies et autres passifs non courants	325	340
Capitaux propres		
Actions ordinaires <i>(note 13)</i>	2 979	2 913
Actions privilégiées <i>(note 14)</i>	943	781
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(869)	(735)
Cumul des autres éléments du résultat global	5	(62)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 067	2 906
Participations ne donnant pas le contrôle <i>(note 8)</i>	607	517
Total des capitaux propres	3 674	3 423
Total du passif et des capitaux propres	9 568	9 624

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

Engagements *(note 15)*

Éventualités *(note 16)*

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS
(en millions de dollars canadiens)

Neuf mois clos le 30 septembre 2014

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments de la perte globale	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	-	-	-	21	-	21	36	57
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	-	-	-	-	9	9	-	9
Profits nets sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	66	66	7	73
Pertes actuarielles nettes sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(8)	(8)	-	(8)
Total du résultat global				21	67	88	43	131
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(147)	-	(147)	-	(147)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(28)	-	(28)	-	(28)
Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc. (note 8)	-	-	-	20	-	20	109	129
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(62)	(62)
Émission d'actions ordinaires	66	-	-	-	-	66	-	66
Émission d'actions privilégiées	-	162	-	-	-	162	-	162
Solde au 30 septembre 2014	2 979	943	9	(869)	5	3 067	607	3 674

Voir les notes jointes.

Neuf mois clos le 30 septembre 2013

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments de la perte globale	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2012	2 726	781	9	(362)	(136)	3 018	330	3 348
Résultat net	-	-	-	23	-	23	16	39
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	-	-	-	-	2	2	-	2
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(30)	(30)	7	(23)
Profits actuariels nets sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	28	28	-	28
Total du résultat global				23	-	23	23	46
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(228)	-	(228)	-	(228)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(28)	-	(28)	-	(28)
Constitution de TransAlta Renewables Inc.	-	-	-	4	-	4	206	210
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(45)	(45)
Émission d'actions ordinaires	161	-	-	-	-	161	-	161
Solde au 30 septembre 2013	2 887	781	9	(591)	(136)	2 950	514	3 464

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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Activités d'exploitation				
Résultat net	13	(3)	57	39
Amortissement	148	141	443	425
Profit à la vente d'actifs (note 3)	-	-	(1)	-
Réclamation en Californie (note 5)	-	-	(28)	-
Désactualisation des provisions	5	4	14	13
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(4)	(6)	(11)	(19)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 7)	11	38	9	5
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(29)	(15)	9	44
(Profit latent) perte latente de change	(4)	4	4	5
Provisions	(4)	10	-	10
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(1)	(18)	(1)	(18)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	15	-	15
Quote-part (du résultat) de la perte au titre des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 3)	-	(2)	-	5
Autres éléments sans effet de trésorerie	5	8	1	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	140	176	496	540
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	76	77	50	61
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	216	253	546	601
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 11)	(144)	(160)	(324)	(442)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(8)	(19)	(21)
Acquisition de placements en titres de capitaux propres (note 3)	-	-	(13)	(10)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	2	10	2	11
Produit de la vente de placements en capitaux propres (note 3)	-	-	218	-
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	3	4	(10)	16
Augmentation (diminution) nette des garanties reçues de contreparties	(1)	1	(1)	(1)
Diminution nette des garanties versées à des contreparties	-	-	4	2
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	-	2	1
Divers	-	(1)	-	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(13)	4	4	(17)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(158)	(150)	(137)	(460)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 12)	1	(299)	(532)	(170)
Remboursement de la dette à long terme (note 12)	(2)	(3)	(207)	(8)
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle additionnelle dans une filiale (note 8)	-	-	129	-
Émission de dette à long terme (note 12)	-	-	434	-
Dividendes versés sur les actions ordinaires (note 13)	(29)	(1)	(110)	(64)
Dividendes versés sur les actions privilégiées (note 14)	(9)	(9)	(28)	(28)
Produit net de l'émission d'actions privilégiées (note 14)	161	-	161	-
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	-	207	-	207
Profits réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(6)	-	17	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 8)	(19)	(8)	(63)	(43)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(2)	(3)	(7)	(7)
Divers	(1)	1	-	-
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	94	(115)	(206)	(113)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	152	(12)	203	28
Incidence de la conversion sur les liquidités en monnaies étrangères	(1)	-	-	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	151	(12)	203	28
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	94	67	42	27
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	245	55	245	55
Impôts sur le résultat au comptant payés (recouvrés)	(6)	8	21	33
Intérêts au comptant payés	36	39	157	158

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.

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 ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires pour 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 29 octobre 2014.

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 et des passifs et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ainsi que sur les montants comptabilisés des produits et des charges de la période. 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.

La direction a estimé qu'il est très probable que la vente décrite à la note 3 sera conclue dans l'espace d'un an, respectant ainsi les exigences de l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, sur le plan de la présentation des actifs détenus en vue de la vente dans les actifs courants. Le résultat net comprend la quote-part de la perte au titre des placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence jusqu'à la date de ce reclassement.

Se reporter à la note 2 W) des états financiers consolidés annuels audités de 2013 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables importants et des principales sources d'incertitude de mesure.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Modifications des méthodes comptables

I. Profits et pertes initiaux

Au cours du premier trimestre de 2014, la Société a retraité l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2013 afin de reclasser les profits et pertes initiaux découlant des écarts 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. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion contre le risque. L'ajustement permet de reclasser ceux-ci comme des compensations directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. Par suite de l'ajustement, les actifs non courants de gestion du risque et les passifs non courants de gestion du risque ont été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Voir la note 9 C) pour plus de détails sur les profits et pertes initiaux.

II. Réduction de valeur des stocks

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a retraité les comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes closes le 30 septembre 2013 afin de reclasser la réduction de valeur des stocks à titre de composante du poste Combustible et achats d'électricité. Ces montants étaient auparavant présentés comme des composantes indépendantes du résultat d'exploitation. Cet ajustement vise à mieux identifier dans la marge brute les effets généralement compensateurs que les variations des prix futurs de l'électricité ont sur les profits et les pertes liés à l'évaluation à la valeur du marché des couvertures économiques des ventes d'électricité à terme, inclus dans les produits des activités ordinaires, et sur la réduction des stocks ou les reprises. En raison de cet ajustement, les montants au poste Combustible et achats d'électricité pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2013 ont augmenté de respectivement 5 millions de dollars et 21 millions de dollars. La réduction de stocks pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 s'établit à 6 millions de dollars.

III. IAS 32, Instruments financiers : Présentation

Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. L'adoption des modifications à l'IAS 32 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

IV. IAS 36, Dépréciation d'actifs

Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les obligations d'information modifiées de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les obligations d'information modifiées n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités.

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 n'ont pas encore été appliquées par la Société, comprennent :

I. IFRS 9, *Instruments financiers*

En juillet 2014, au terme de la phase du projet sur la dépréciation pour la réforme de la comptabilisation des instruments financiers et le remplacement de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, l'IASB a publié la version définitive de l'IFRS 9, *Instruments financiers*. L'IFRS 9 comprend des indications, dont certaines ont été publiées précédemment par l'IASB, sur le classement et l'évaluation des actifs financiers et des passifs financiers, la dépréciation des actifs financiers (c.-à-d. la comptabilisation des pertes de crédit) et un nouveau modèle de comptabilité de couverture. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la Société pour obtenir de l'information sur les rubriques précédentes à propos de l'IFRS 9.

Les nouvelles exigences pour la dépréciation des actifs financiers introduisent un modèle de dépréciation des pertes attendues, selon lequel les pertes de crédit attendues doivent être comptabilisées plus rapidement. Les dispositions sur la dépréciation de l'IAS 39 se fondent sur un modèle de pertes subies, selon lequel les pertes de crédit ne sont comptabilisées que lorsque des indications d'un événement déclencheur sont présentes.

L'IFRS 9 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018, et son application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses états financiers consolidés.

II. IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*

En mai 2014, l'IASB a publié l'IFRS 15, *Produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients*, qui remplace les directives existantes sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires par un modèle de comptabilisation global et unique. Le modèle précise qu'une entité doit comptabiliser les produits des activités ordinaires au moment du transfert des biens ou des services promis aux clients selon un montant qui reflète la contrepartie à laquelle l'entité s'attend à avoir droit en échange de ces biens ou services. L'IFRS 15 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2017, et son application anticipée est permise. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de cette norme sur ses 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. CESSION D'ACTIFS

Le 12 juin 2014, la Société a conclu la vente, précédemment annoncée, de sa participation de 50 % dans CE Generation, LLC («CE Gen»), CalEnergy LLC et le projet de mise en valeur Blackrock à MidAmerican Renewables («MidAmerican») en contrepartie d'un produit brut de 200,5 millions de dollars américains. La contrepartie initiale de 188,5 millions de dollars américains a été augmentée en raison de l'apport de 12 millions de dollars américains versé par la Société en mai 2014. Par suite de la vente, la Société a comptabilisé un profit avant impôts et taxes de 1 million de dollars (2 millions de dollars après impôts et taxes) à titre de profit à la vente d'actifs dans le résultat du deuxième trimestre. Le profit comprend des profits à la conversion cumulés reclassés découlant des actifs nets cédés de 6 millions de dollars, contrebalancés par des pertes après impôts et taxes cumulées de 7 millions de dollars liées aux couvertures de l'investissement net. Le profit est présenté dans le secteur Production.

La vente de Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku») devrait être conclue au quatrième trimestre de 2014 en contrepartie d'un produit de 5 millions de dollars américains. Par conséquent, l'investissement dans Wailuku continue d'être classé comme détenu en vue de la vente.

4. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Intérêt sur la dette	60	61	179	179
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	-	(1)	(2)
Charge d'intérêt	59	61	178	177
Désactualisation des provisions	5	4	14	13
Charge d'intérêt nette	64	65	192	190

5. RÉCLAMATION EN CALIFORNIE

Le 30 mai 2014, la Société a annoncé que son règlement avec les services publics de la Californie, le procureur général de la Californie et certaines autres parties (les «parties de la Californie») visant les réclamations liées à la crise de l'énergie de 2000 à 2001 en Californie avait été approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission. Le règlement prévoit un paiement par la Société d'un montant de 52 millions de dollars américains en deux versements égaux ainsi qu'un crédit accordé à la Société d'environ 97 millions de dollars américains au titre des sommes dues liées à des créances clients. Le premier versement de 26 millions de dollars américains a été effectué en juin 2014 et le second doit être versé en 2015. Au cours du quatrième trimestre de 2013, la Société avait comptabilisé, au titre du règlement prévu de ces litiges avec les parties en Californie, une charge avant impôts et taxes d'environ 52 millions de dollars américains. La conclusion du règlement en mai 2014 a donné lieu à l'imputation d'une charge additionnelle avant impôts et taxes de 5 millions de dollars américains au deuxième trimestre.

6. RECOUVREMENTS D'ASSURANCE

Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2014, la Société a reçu une indemnité d'assurance de 8 millions de dollars, dont un montant de 6 millions de dollars qui se rattache aux coûts liés aux réparations de certaines installations hydroélectriques par suite des inondations en 2013 et qui a été comptabilisé en réduction des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration au cours de la période. Le solde, s'élevant à 2 millions de dollars, est lié à l'achat de matériel de remplacement et aux demandes d'assurance relatives aux interruptions des activités de divers exercices précédents.

7. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôt exigible	7	10	24	35
Ajustements à l'égard des impôts exigibles d'exercices précédents	-	-	-	1
Ajustements à l'égard des impôts différés d'une période précédente	-	-	2	-
Recouvrement d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporaires	(2)	(2)	(19)	(28)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ¹	-	-	-	(7)
Recouvrement d'impôt différé découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporaires non comptabilisés d'une période précédente	-	-	(37)	-
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé	13	40	63	40
Charge d'impôts sur le résultat	18	48	33	41

1) Se rapporte à l'incidence de l'ajustement du taux d'impôt différé pour inclure le crédit d'impôt pour la fabrication et la transformation de l'Ontario. Auparavant, la Société utilisait le taux d'imposition général des sociétés de l'Ontario fixé à 11,5 %.

Présentées dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Charge d'impôt exigible	7	10	24	36
Charge d'impôt différé	11	38	9	5
Charge d'impôts sur le résultat	18	48	33	41

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, respectivement 13 millions de dollars et 27 millions de dollars (40 millions de dollars et 40 millions de dollars en 2013) d'actifs d'impôt différé ont été sortis du bilan en raison des avantages fiscaux liés à des pertes subies dans le cadre des activités aux États-Unis détenues directement. La Société a sorti du bilan ces actifs, puisqu'il n'est plus considéré comme probable que les activités aux États-Unis détenues directement génèrent un revenu imposable suffisant pour lui permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes, en raison de la baisse des attentes à l'égard de la croissance des prix.

8. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Sommaire des informations financières relatives à des filiales ayant d'importantes participations ne donnant pas le contrôle :

I. TransAlta Cogeneration, L.P.

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	71	55	228	212
Résultat net	16	(7)	54	28
Total du résultat global	17	(5)	68	42
Montants attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net	9	(3)	28	14
Total du résultat global	10	(4)	35	21
Distributions versées aux détenteurs de la participation ne donnant pas le contrôle	12	6	43	39

Aux	30 sept. 2014	31 déc. 2013
Actifs courants	52	56
Actifs non courants	601	632
Passifs courants	(53)	(56)
Passifs non courants	(55)	(68)
Total des capitaux propres	(545)	(564)
Capitaux propres attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle	(270)	(280)
Quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle (%)	49,99	49,99

II. TransAlta Renewables

Le 29 avril 2014, la Société a conclu un placement secondaire de 11 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire, pour un produit brut versé à la Société d'environ 136 millions de dollars. Après la clôture du placement, TransAlta détient environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables. De plus, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle a été augmentée de 109 millions de dollars afin de refléter la hausse d'environ 10,4 % de leur participation relative dans TransAlta Renewables, et un profit de 20 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes et des frais d'émission attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, a été comptabilisé directement dans les résultats non distribués.

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

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Produits des activités ordinaires	43	44	161	175
Résultat net	1	2	29	36
Total du résultat global	1	2	29	37
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :				
Résultat net et total du résultat global	1	-	8	2
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	7	6	20	8

Aux	30 sept. 2014	31 déc. 2013
Actifs courants	35	59
Actifs non courants	1 915	1 954
Passifs courants	(220)	(100)
Passifs non courants	(689)	(846)
Total des capitaux propres	(1 041)	(1 067)
Capitaux propres attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	(337)	(237)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (%)	29,7	19,3

9. 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 de la juste valeur de niveaux I, II et III

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

a. Niveau I

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

b. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données d'entrée qui sont observables pour les actifs ou passifs concernés.

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

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

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque et de la dette à long terme évalués et comptabilisés à la juste valeur, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour les actifs ou passifs, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. En ce qui a trait à certains instruments financiers au titre desquels il existe une insuffisance du volume des transactions ou une absence 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 les actifs ou les passifs qui ne sont pas observables.

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

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

Les méthodes et procédures au titre de l'évaluation de la juste valeur de niveau III des opérations sur les produits énergétiques 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 de données d'entrée non observables repose sur le jugement. Pour assurer la vraisemblance, les évaluations de la juste valeur de niveau III produites par le système sont passées en revue et validées par le Service de gestion du risque et le Service des finances. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre ou plus souvent si les procédures d'examen et de surveillance quotidiens permettent d'identifier des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

L'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont déterminées au 30 septembre 2014 est de +/- 116 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2013) au titre de la valeur comptable des instruments financiers. Les justes valeurs sont soumises à des simulations de crise en ce qui concerne les volumes et les prix. Un montant de +/- 88 millions de dollars (87 millions de dollars au 31 décembre 2013) de la valeur soumise à des simulations de crise découle d'un contrat de vente d'électricité à long terme qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, tandis que le solde de +/- 28 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2013) représente le reste du portefeuille. Les volumes variables sont soumis à des simulations de crise selon un écart type à la hausse et à la baisse au moyen des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations de crise concernant les contrats à long terme, pour lesquels il n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de sources prévisionnelles internes et externes variées afin d'établir une fourchette de prix élevés et moins élevés.

Les renseignements à l'égard des données d'entrée non observables utilisées pour déterminer les justes valeurs de niveau III sont comme suit :

Description	Incidence sur la juste valeur au 30 sept. 2014	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	38	Analyse historique	Escompte prix Escompte volumes ¹	De 0,3 % à 1,7 % De 0 % à 23 %
Vente d'énergie à long terme	338	Prévision de prix à long terme	Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MW)	De 23 \$ US à 63 \$ US et de 78 \$ à 113 \$ De 16 % à 24 % de capacité disponible
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(6)	Techniques d'évaluation des options ordinaires et exotiques	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MWh) Prix futurs du charbon – illiquidité (par tonne)	De 6 % à 27 % De 23 \$ US à 63 \$ US De 14 \$ US à 17 \$ US
Ventes d'énergie conditionnelles – unité	(2)	Méthode Black et Scholes	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité	De 43 % à 52 %

1) Une modification de l'escompte au titre des volumes pourrait, selon les autres dynamiques du marché, donner lieu à une modification directionnelle similaire de l'escompte au titre des prix.

Description	Incidence sur la juste valeur au 31 déc. 2013	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	43	Méthode «bootstrap» fondée sur les statistiques historiques	Escompte prix Escompte volumes ¹	De 0 % à 2 % De 0 % à 14 %
Vente d'énergie à long terme	225	Prévision de prix à long terme	Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MW)	De 34,40 \$ à 90,83 \$ De 18 % à 25 % de capacité disponible
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(12)	Méthode Black et Scholes	Volatilités implicites futures – illiquidité – centre de la Colombie	35 %
Achats d'énergie conditionnels – unité	(5)	Méthode Black et Scholes	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité	55 %

1) Une modification de l'escompte au titre des volumes pourrait, selon les autres dynamiques du marché, donner lieu à une modification directionnelle similaire de l'escompte au titre des prix.

L'incidence sur la juste valeur des données d'entrée non observables importantes exclut l'incidence au titre des données d'entrée observables comme la liquidité et les escomptes de crédit.

II. Opérations sur les produits énergétiques

Les opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Opérations sur les produits énergétiques 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 des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

Les tableaux suivants résumant les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques par niveau de classement au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2014 et 2013 :

	Couvertures			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	-	(14)	113	-	(5)	16	-	(19)	129
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	(12)	17	-	(13)	17
Contrats réglés	-	14	(1)	-	18	(41)	-	32	(42)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2014	-	(67)	167	-	15	3	-	(52)	170
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Profits comptabilisés dans les autres éléments du résultat global			113			-			113
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			1			33			34
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 septembre 2014			-			(8)			(8)

	Couvertures			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 2012	-	(63)	3	(1)	79	28	(1)	16	31
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(25)	(5)	-	3	13	-	(22)	8
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(3)	(31)	-	3	(11)	-	-	(42)
Contrats réglés	-	8	-	3	(50)	(10)	3	(42)	(10)
Transferts hors du niveau III ¹	-	-	-	-	28	(28)	-	28	(28)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2013	-	(83)	(33)	2	63	(8)	2	(20)	(41)
Informations supplémentaires sur le niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(36)			-			(36)
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			2			2
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 30 septembre 2013			-			(8)			(8)

¹) La durée de ces contrats dépassait initialement la période de négociation liquide où les prévisions au titre des prix à terme n'étaient pas disponibles pour la durée entière du contrat. Au cours de la période, la durée a été établie comme se situant dans une période de négociation liquide où les prix observables sont disponibles.

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits non énergétiques, comme les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change.

Les tableaux suivants résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement au cours des périodes de neuf mois closes respectivement les 30 septembre 2014 et 2013 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs nets de gestion									
du risque au 31 décembre 2013	-	26	-	-	1	-	-	27	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	30	-	-	-	-	-	30	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	27	-	-	3	-	-	30	-
Contrats réglés	-	(11)	-	-	-	-	-	(11)	-
Actifs nets de gestion du risque au 30 septembre 2014	-	72	-	-	4	-	-	76	-

	Couvertures			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 2012	-	(50)	-	-	1	-	-	(49)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	31	-	-	-	-	-	31	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	2	-	-	3	-
Contrats réglés	-	9	-	-	(1)	-	-	8	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 septembre 2013	-	(9)	-	-	2	-	-	(7)	-

IV. Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur est présentée comme suit :

	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme¹ – 30 septembre 2014	-	4 234	-	4 234	4 064
Dette à long terme ¹ – 31 décembre 2013	-	4 367	-	4 367	4 262

1) Inclut la partie courante et exclut une dette de 62 millions de dollars (60 millions de dollars au 31 décembre 2013) évaluée et comptabilisée à la juste valeur.

Les justes valeurs des débiteures 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

Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat

net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté sur un marché actif, des opérations observables sur le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. Se reporter à la note 9 B) pour les techniques d'évaluation utilisées pour la juste valeur de niveau III. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation, qui doit être comptabilisée dans le résultat net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présentent comme suit :

	Trois mois clos les 30 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Profit net non amorti au début de la période	165	5	160	5
Nouveaux profits initiaux	7	174	16	173
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de la période	6	(1)	2	-
Profit net non amorti à la fin de la période	178	178	178	178

10. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	30 sept. 2014				31 déc. 2013 (Retraité)*	
	Couvertures de l'investisse- ment net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total	Total
Actifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	3	-	69	72	99
Non courants	-	192	-	7	199	101
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	195	-	76	271	200
Autres						
Courants	3	46	-	8	57	14
Non courants	-	24	6	1	31	15
Total des autres actifs de gestion du risque	3	70	6	9	88	29
Passifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	27	-	31	58	84
Non courants	-	68	-	27	95	102
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	95	-	58	153	186
Autres						
Courants	-	7	-	4	11	1
Non courants	-	-	-	1	1	1
Total des autres passifs de gestion du risque	-	7	-	5	12	2
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques						
	-	100	-	18	118	14
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	3	63	6	4	76	27
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	3	163	6	22	194	41

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

Couvertures

a. Couvertures de l'investissement net

Au cours du deuxième trimestre de 2014, à la suite du désinvestissement décrit à la note 3, la Société a annulé la désignation à titre de couverture de titres d'emprunt de 180 millions de dollars américains de son investissement net dans des activités aux États-Unis. Le reclassement hors du cumul des autres éléments du résultat global de l'écart de conversion cumulé au titre des comptes des établissements à l'étranger cédés et le montant de la couverture de l'investissement net cumulatif connexe ont été inclus dans le profit à la cession du deuxième trimestre. Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a annulé la désignation à titre de couverture de titres d'emprunt additionnels de 90 millions de dollars américains se rapportant à d'autres activités aux États-Unis. Ce

changement n'a eu aucune incidence sur le résultat ni sur le cumul des autres éléments du résultat global pour la période. De manière prospective, ces tranches de titres d'emprunt libellés en dollars américains font l'objet d'une couverture au moyen d'instruments dérivés de change.

b. Couvertures de flux de trésorerie

Au cours du troisième trimestre de 2014, une des filiales de la Société, dont la monnaie de fonctionnement est le dollar australien, est devenue exposée à des paiements futurs de 5,3 milliards de yens japonais pour l'acquisition de composantes d'immobilisations corporelles s'étendant jusqu'en juin 2017. L'exposition de la filiale aux fluctuations des taux de change fait l'objet d'une couverture au moyen de contrats d'achat de change à terme.

Au cours du deuxième trimestre de 2014, la Société a annulé la désignation comme couverture de flux de trésorerie de l'exposition au risque de change à l'égard de la dette de 20 millions de dollars américains. Aucun reclassement important hors du cumul des autres éléments du résultat global n'a eu lieu en raison de la cessation de la comptabilité de couverture.

Au 30 septembre 2014, des profits cumulés de 3 millions de dollars liés à des couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée précédemment et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture continuent d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou immédiatement si on ne s'attend plus à ce qu'elles se réalisent.

Au cours des 12 prochains mois, qui prendront fin le 30 septembre 2015, la Société estime que des pertes après impôts et taxes de 15 millions de dollars seront reclassées du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

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 20 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 Opérations sur les produits énergétiques de la Société dirige les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

La VaR au 30 septembre 2014 liée aux activités de négociation pour compte propre sur les produits énergétiques de la Société était de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 décembre 2013).

b. Risque lié au prix des produits de base – Production

Le secteur Production 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'il juge appropriés. Au 30 septembre 2014, 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 28 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2013). La VaR au 30 septembre 2014 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 5 millions de dollars (11 millions de dollars au 31 décembre 2013).

II. Risque de crédit

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

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, de certains actifs financiers au 30 septembre 2014 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	88	12	100
Actifs de gestion du risque	100	0	100

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 30 septembre 2014, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés résumés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

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 33 millions de dollars au 30 septembre 2014 (23 millions de dollars au 31 décembre 2013).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses 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 :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 et par la suite	Total
Créditeurs et charges à payer	410	-	-	-	-	-	410
Dettes ¹	3	714	29	782	758	1 841	4 127
(Actifs) passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	5	2	10	3	(4)	(134)	(118)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	(9)	(39)	(3)	(10)	(15)	-	(76)
Intérêt sur la dette à long terme ²	53	178	171	162	125	803	1 492
Dividendes à verser	55	-	-	-	-	-	55
Total	517	855	207	937	864	2 510	5 890

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2015 et 2017.

2) Non comptabilisé à titre de passif financier aux états de la situation financière consolidés.

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 30 septembre 2014, la Société avait fourni une garantie de 86 millions de dollars (94 millions de dollars au 31 décembre 2013) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si cette révision a lieu, la Société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 82 millions de dollars (88 millions de dollars au 31 décembre 2013) à ses contreparties, selon la valeur des instruments dérivés au 30 septembre 2014.

11. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2013	77	2 952	912	2 242	578	153	279	7 193
Acquisitions	-	4	-	-	-	303	17	324
Acquisitions – contrats de location-financement	-	-	-	-	16	-	-	16
Cessions	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	-	-	1	-	-	-	-	1
Amortissement	-	(203)	(77)	(74)	(40)	-	(9)	(403)
Révision et ajouts – frais de démantèlement et de remise en état	-	14	5	-	3	-	-	22
Mise hors service d'actifs	-	(9)	(1)	(2)	(1)	-	-	(13)
Variation des taux de change	1	17	3	4	-	(2)	2	25
Transferts	2	121	43	18	9	(193)	(2)	(2)
Au 30 septembre 2014	80	2 896	886	2 187	565	261	287	7 162

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

Au cours du troisième trimestre de 2014, nous avons évalué le montant recouvrable de nos unités génératrices de trésorerie aux fins des tests de dépréciation de l'actif et du goodwill, et aucune imputation ni reprise importante pour dépréciation n'a été comptabilisée. Les évaluations étaient fondées sur les hypothèses les plus récentes sur les prix futurs de l'électricité disponibles au moment de l'évaluation des actifs ayant une capacité marchande. Après le 30 septembre 2014, des diminutions des prix futurs de l'électricité ont été observées sur les principaux marchés où nous exerçons nos activités. Nos évaluations ne tiennent pas compte de ces diminutions. Nos centrales alimentées au charbon aux États-Unis, qui ont subi des pertes de valeur par le passé, sont particulièrement sensibles aux fluctuations des prix futurs de l'électricité. Nous continuerons de suivre de près les changements des prix futurs de l'électricité, puisqu'ils auront une incidence sur la dépréciation d'actifs au cours du quatrième trimestre.

12. DETTE À LONG TERME

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 sept. 2014			31 déc. 2013		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	336	335	1,9 %	852	852	2,6 %
Déventures	1 042	1 051	6,1 %	1 269	1 251	6,1 %
Billets de premier rang ³	2 350	2 340	4,9 %	1 797	1 809	5,6 %
Dette sans recours ⁴	378	381	5,9 %	376	380	5,9 %
Divers	20	20	6,0 %	28	28	6,3 %
	4 126	4 127		4 322	4 320	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(560)	(560)		(209)	(209)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(156)	(156)		-	-	
Total de la dette à long terme	3 410	3 411		4 113	4 111	

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. Comprennent 300 millions de dollars américains au 30 septembre 2014 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2013).

3) Valeur nominale de 2,1 milliards de dollars américains au 30 septembre 2014 (1,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2013).

4) Inclut 20 millions de dollars américains au 30 septembre 2014 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2013).

Au cours du deuxième trimestre, les billets à moyen terme à 6,45 % de la Société sont arrivés à échéance et ont été payés, pour un montant de 200 millions de dollars. Les déventures restantes portent intérêt à des taux fixes s'échelonnant de 5,00 % à 7,30 % et viennent à échéance de 2019 à 2030.

En juin 2014, la Société a émis des billets de premier rang de 400 millions de dollars américains venant à échéance en 2017 et portant intérêt à un taux nominal de 1,90 %, payable semestriellement, à un prix d'émission équivalant à 99,887 % du capital des billets.

Au 30 septembre 2014, 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 2013), dont un montant de 1,4 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2013) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Les lettres de crédit en cours au 30 septembre 2014 totalisaient 363 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2013), et aucun montant (aucun montant au 31 décembre 2013) n'avait 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.

B. Restrictions

Les conventions de prêt d'un montant de 1 million de dollars relatives à la centrale de Windsor, détenue par la filiale TransAlta Cogeneration L.P. de la Société, comprennent des dispositions au titre du capital et des intérêts qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités de la centrale. La Société a fourni une lettre de crédit d'un montant équivalant aux exigences liées au financement, ce qui lui permet d'avoir accès aux fonds.

Les débetures d'un montant de 343 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.

13. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 30 sept.				Neuf mois clos les 30 sept.			
	2014		2013		2014		2013	
	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	271,8	2 962	262,1	2 836	268,2	2 916	254,7	2 730
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires	1,6	19	4,2	55	5,2	65	11,6	161
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(2)	-	(4)	-	(2)	-	(4)
Émises et en circulation à la fin de la période	273,4	2 979	266,3	2 887	273,4	2 979	266,3	2 887

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires déclarés ou versés au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions
2014					
22 juillet 2014	1 ^{er} oct. 2014	0,18	49	30	19
28 avril 2014	1 ^{er} juill. 2014	0,18	49	30	19
20 févr. 2014	1 ^{er} avril 2014	0,18	48	31	17
30 oct. 2013	1 ^{er} janv. 2014	0,29	78	50	28
2013					
23 juillet 2013	1 ^{er} oct. 2013	0,29	77	51	26
22 avril 2013	28 juin 2013	0,29	76	21	55
28 janv. 2013	1 ^{er} avril 2013	0,29	75	22	53
24 oct. 2012	1 ^{er} janv. 2013	0,29	73	20	53

Le 29 octobre 2014, la Société a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire qui sera versé le 1^{er} janvier 2015.

Le 1^{er} octobre 2014, 1,6 million d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

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.

C. Résultat par action

Pour calculer le résultat par action pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014, les dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées de série G de 1 million de dollars ont été soustraits du résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (voir la note 14).

14. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, et le conseil d'administration est autorisé à déterminer les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines limites.

Le 15 août 2014, TransAlta a conclu un appel public à l'épargne visant 6,6 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G pour un produit brut de 165 millions de dollars. Les porteurs des actions privilégiées ont le droit de recevoir des dividendes en espèces fixes cumulatifs à un taux annuel de 1,325 \$ par action sur approbation du conseil d'administration, payables trimestriellement, pour un rendement annuel de 5,30 % pour la période initiale prenant fin le 30 septembre 2019. Le taux du dividende sera rajusté le 30 septembre 2019 et tous les cinq ans par la suite à un rendement annuel égal à la somme du rendement des obligations à cinq ans du gouvernement du Canada alors en vigueur majoré de 3,80 %. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de TransAlta à compter du 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite, à un prix de 25,00 \$ par action majoré de tous les dividendes déclarés et non versés.

Les porteurs d'actions privilégiées de série G ont le droit de convertir leurs actions en actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série H le 30 septembre 2019 et le 30 septembre tous les cinq ans par la suite. Les porteurs d'actions privilégiées de série H auront le droit de recevoir des dividendes cumulatifs à taux variable trimestriels, sur approbation du conseil d'administration, à un rendement annuel égal à la somme du rendement des bons du Trésor à trois mois du gouvernement du Canada alors en vigueur majoré de 3,80 %.

Au 30 septembre 2014 et au 31 décembre 2013, la Société avait respectivement 12,0 millions, 11,0 millions et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de séries A, C et E, émises et en circulation. Au 30 septembre 2014, la Société avait également 6,6 millions (néant au 31 décembre 2013) d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de série G, émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions privilégiées déclarés ou versés au cours des périodes de neuf mois closes les 30 septembre :

Date de déclaration	Date de versement	Série A		Série C		Série E	
		Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
<i>2014</i>							
22 juill. 2014	30 sept. 2014	0,2875	3	0,2875	4	0,3125	2
28 avril 2014	30 juin 2014	0,2875	4	0,2875	3	0,3125	3
20 févr. 2014	31 mars 2014	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3
<i>2013</i>							
23 juill. 2013	30 sept. 2013	0,2875	3	0,2875	4	0,3125	2
22 avril 2013	30 juin 2013	0,2875	4	0,2875	3	0,3125	3
28 janv. 2013	31 mars 2013	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3

Au 30 septembre 2014, des dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées de 1 million de dollars n'avaient pas été comptabilisés sur les actions privilégiées de série G émises dernièrement (néant au 31 décembre 2013).

Le 29 octobre 2014, 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 0,501 \$ par action privilégiée de série G. Ces dividendes seront versés le 31 décembre 2014.

15. ENGAGEMENTS

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a annoncé qu'elle avait conclu des contrats visant la construction et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 mégawatts et de 570 millions de dollars australiens à South Hedland, en Australie-Occidentale. La centrale, qui est entièrement visée par un contrat, devrait être en service et fournir de l'énergie aux clients au premier semestre de 2017. Au 30 septembre 2014, la Société avait conclu des engagements d'au moins 42 millions de dollars australiens pour ce projet.

Au 30 septembre 2014, la Société avait des engagements résiduels de 33 millions de dollars relativement à la construction d'un nouveau gazoduc en Australie. Ce montant devrait être dépensé au cours des six prochains mois.

Au cours du deuxième trimestre de 2014, la Société a conclu un nouveau contrat d'achat à prix fixe de gaz naturel pour son propre compte, d'un montant de 27 millions de dollars et venant à échéance en 2016.

16. 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 faisant l'objet du litige et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Rien ne garantit que les litiges auront une issue favorable pour TransAlta ou qu'ils n'auront pas une incidence négative importante sur ses activités. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la Société répond à mesure qu'elles surviennent.

17. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Trois mois clos le 30 septembre 2014	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	636	3	-	639
Combustible et achats d'électricité	277	-	-	277
Marge brute	359	3	-	362
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	113	9	16	138
Amortissement	128	-	7	135
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(1)	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	-	1	7
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Résultats d'exploitation	110	(3)	(24)	83
Produits tirés des contrats de location-financement	12	-	-	12
Charge d'intérêt nette				(64)
Résultat avant impôts sur le résultat				31

Trois mois clos le 30 septembre 2013 (retraité – note 2 A))	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	601	22	-	623
Combustible et achats d'électricité	265	-	-	265
Marge brute	336	22	-	358
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	103	9	16	128
Amortissement	118	-	6	124
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(18)	-	-	(18)
Provision pour frais de restructuration	(1)	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
Résultats d'exploitation	123	17	(22)	118
Produits tirés des contrats de location-financement	11	-	-	11
Quote-part du résultat de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	2	-	-	2
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(15)	-	-	(15)
Charge d'intérêt nette				(65)
Perte de change				(6)
Résultat avant impôts sur le résultat				45

Neuf mois clos le 30 septembre 2014	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 829	76	-	1 905
Combustible et achats d'électricité	824	-	-	824
Marge brute	1 005	76	-	1 081
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	329	36	39	404
Amortissement	382	-	20	402
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(1)	-	-	(1)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	20	-	1	21
Répartition des coûts intersectoriels	10	(10)	-	-
Résultats d'exploitation	265	50	(60)	255
Produits tirés des contrats de location-financement	36	-	-	36
Profit à la vente d'actifs	1	-	-	1
Réclamation en Californie	-	(5)	-	(5)
Recouvrements d'assurance	2	-	-	2
Charge d'intérêt nette				(192)
Perte de change				(7)
Résultat avant impôts sur le résultat				90

Neuf mois clos le 30 septembre 2013 (retraité – note 2 A))	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 652	53	-	1 705
Combustible et achats d'électricité	669	-	-	669
Marge brute	983	53	-	1 036
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	308	23	45	376
Amortissement	365	-	17	382
Reprise de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(18)	-	-	(18)
Provision pour frais de restructuration	(2)	-	(1)	(3)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	22	-	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	11	(11)	-	-
Résultats d'exploitation	297	41	(61)	277
Produits tirés des contrats de location-financement	34	-	-	34
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	-	-	(5)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(15)	-	-	(15)
Profit à la vente d'actifs	-	-	10	10
Charge d'intérêt nette				(190)
Perte de change				(2)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite				(29)
Résultat avant impôts sur le résultat				80

Le secteur Production comprend des montants de respectivement 4 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 septembre 2013) et 15 millions de dollars (16 millions de dollars au 30 septembre 2013) pour les périodes de trois mois et de neuf mois closes le 30 septembre 2014 au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles.

B. Principales informations des états de la situation financière consolidés résumés

Total des actifs sectoriels	Opérations sur les produits énergétiques			Total
	Production	Siège social		
30 sept. 2014	8 915	162	491	9 568
31 déc. 2013 (<i>retraité – note 2 A</i>)	9 093	244	287	9 624

C. 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 sept.		Neuf mois clos les 30 sept.	
	2014	2013	2014	2013
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	135	124	402	382
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	13	16	41	42
Autres	-	1	-	1
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	148	141	443	425

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 sept. 2014	31 déc. 2013 ¹
Cours de clôture (TSX) (\$)		11,75	13,48
Fourchette du cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	14,94	16,86
	Bas	11,54	12,91
Dette sur le capital investi (%)		57,6	60,6
Dette sur le capital investi, exclusion faite de la dette sans recours ² (%)		55,4	58,6
Dette sur le capital investi, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement et la dette sans recours (%)		57,8	60,8
Dette sur le BAIIA aux fins de comparaison ³ (multiple)		4,5	4,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ³ (%)		(3,4)	(3,2)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{2,3} (%)		1,1	3,7
Rendement du capital investi ³ (%)		2,7	2,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{2,3} (%)		4,2	5,1
Dividendes en espèces par action ³ (\$)		0,94	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ^{2,3} (multiple)		146,9	43,5
Couverture par le résultat ³ (multiple)		0,8	0,8
Ratio de distribution selon le résultat net ³ (%)		(308,2)	(431,0)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{2,3} (%)		978,3	377,8
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{2,3,4} (%)		32,3	43,1
Rendement des actions ³ (%)		8,0	8,6
Flux de trésorerie ajustés sur la dette ^{3,4} (%)		15,8	15,0
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés ^{3,4} (multiple)		3,7	3,7

1) Les chiffres de l'exercice antérieur ont été retraités pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour l'exercice considéré.

2) 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.

3) Pour les 12 derniers mois.

4) Les ratios de décembre 2013 ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de la réclamation en Californie.

FORMULES DES RATIOS

Dettes sur le capital investi = dette à long terme, y compris la tranche courante + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme, y compris la tranche courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires - 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Dettes sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme, y compris la tranche courante - 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

Ratio cours/résultat aux fins de comparaison = cours de clôture / résultat par action aux fins de comparaison de la période

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 / résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison ou 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

Flux de trésorerie ajustés sur la dette = flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations du fonds de roulement - 50 % des dividendes versés sur les actions privilégiées / dette totale + 50 % des actions privilégiées émises - trésorerie et équivalents de trésorerie

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés = flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant variations du fonds de roulement + 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

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

Consommation spécifique de chaleur – Mesure de conversion, exprimée en BTU/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

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

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

Énergie renouvelable – Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique et l'énergie solaire, qui peuvent se régénérer.

Force majeure – Clause qui libère une partie de son obligation si un événement imprévisible indépendant de sa volonté l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu du contrat.

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

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

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

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

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

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

Valeur à risque (VaR) – Mesure visant à gérer l'exposition du résultat aux opérations sur les produits énergétiques.



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