

## TransAlta présente ses résultats du quatrième trimestre et de l'exercice 2013, ses perspectives pour 2014, une vente d'actifs et la restructuration de son dividende

**CALGARY, Alberta (20 février 2014)** – TransAlta Corporation («TransAlta») (TSX : TA; NYSE : TAC) a présenté aujourd'hui ses résultats financiers pour le quatrième trimestre et l'exercice 2013, ses perspectives pour 2014 et deux initiatives importantes visant l'amélioration de la vigueur financière de la Société, le versement d'un dividende intéressant et durable et la solidité du bilan tout au long du cycle des produits de base.

Le BAIIA aux fins de comparaison<sup>1</sup> s'est élevé à 1 023 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, ce qui représente une augmentation de 8 millions de dollars par rapport à 2012. Le solide rendement dans les secteurs du gaz, des énergies renouvelables et des opérations sur les produits énergétiques a plus que contrebalancé la baisse des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique et les interruptions non planifiées plus nombreuses aux centrales canadiennes alimentées au charbon. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie disponibles<sup>1</sup> ont augmenté de 37 millions de dollars, ou 1,12 \$ par action, pour s'établir à 295 millions de dollars. Le BAIIA aux fins de comparaison s'est élevé à 242 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2013, contre 312 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les résultats ont été inférieurs à ceux de l'exercice précédent par suite de la baisse des prix en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique, des conditions de givrage dans l'est du Canada qui ont eu une incidence sur les résultats de notre secteur éolien, et des interruptions non planifiées plus nombreuses aux centrales canadiennes alimentées au charbon.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le résultat net aux fins de comparaison s'est élevé à 81 millions de dollars, ou 0,31 \$ par action. Une perte nette présentée de 71 millions de dollars (0,27 \$ par action) a été comptabilisée pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, en raison d'un certain nombre d'éléments non récurrents et de l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui ont été inefficaces. Le résultat net aux fins de comparaison et la perte nette présentée se sont élevés à respectivement 1 million de dollars et 66 millions de dollars pour le trimestre clos le 31 décembre 2013.

Au cours des cinq dernières années, TransAlta a investi un important montant en capital dans des projets de croissance sur nos marchés de base, ce qui représente un élément clé de notre stratégie. Afin de renforcer sa capacité à mettre en œuvre sa stratégie de croissance et de demeurer compétitive, TransAlta a aussi annoncé deux initiatives importantes, soit la vente de sa participation de 50 % dans CE Generation, le projet de mise en valeur Blackrock et Wailuku à son partenaire, MidAmerican Renewables, en contrepartie de 193,5 millions de dollars américains, et la restructuration de son dividende à un montant annualisé de 0,72 \$ par action ordinaire, afin de se conformer à ses objectifs de croissance et financiers. Ces initiatives, combinées à des mesures prises depuis la fin de 2012, permettront de renforcer la capacité de la Société à mettre en œuvre sa stratégie de croissance, à maintenir un bilan solide et à créer de la valeur pour les actionnaires. Plus particulièrement, ces deux initiatives offrent un certain nombre d'avantages clés aux porteurs de titres, notamment :

- Elles augmentent les flux de trésorerie par action.
- Elles offrent un dividende intéressant et durable.

<sup>1</sup> Le BAIIA aux fins de comparaison correspond au bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement, y compris les produits tirés des contrats de location-financement, et est ajusté pour tenir compte de certains autres éléments. Les flux de trésorerie disponibles correspondent aux fonds provenant des activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien, des dividendes sur actions privilégiées et des paiements au titre des participations ne donnant pas le contrôle. Le BAIIA aux fins de comparaison, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le résultat par action aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre fournit des renseignements supplémentaires et permet à la direction et aux actionnaires d'évaluer les tendances des résultats et des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» de notre rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements sur ces éléments.

- Elles améliorent les mesures du crédit de la Société et son bilan.
- Elles génèrent des flux de trésorerie disponibles supplémentaires de 120 millions de dollars par année.
- Elles créent une base financière plus solide, afin que TransAlta puisse croître et maintenir un bilan solide tout au long du cycle des produits de base.

«Notre stratégie de croissance n'a pas changé et notre capacité à la mettre en œuvre est renforcée grâce à ces deux nouvelles initiatives, a affirmé Dawn Farrell, présidente et chef de la direction. Le versement d'un dividende intéressant et durable continue de jouer un rôle important dans notre approche visant à apporter de la valeur aux actionnaires. En outre, un bilan assorti d'une note de première qualité est primordial pour améliorer notre capacité à exercer une concurrence efficace dans le cadre des occasions de croissance.»

#### **Perspectives pour 2014**

En 2014, TransAlta s'attend à ce que le BAIIA aux fins de comparaison se situe entre 1 015 millions de dollars et 1 065 millions de dollars, selon les perspectives actuelles des prix de l'électricité en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique. Les flux de trésorerie disponibles devraient s'élever entre 293 millions de dollars et 343 millions de dollars, ou entre 1,07 \$ et 1,26 \$ par action, en fonction de dépenses d'investissement de maintien d'environ 350 millions de dollars. Selon la restructuration du dividende, nous estimons que notre dividende représentera entre 57 % et 67 % des flux de trésorerie disponibles.

#### **Réalisations récentes relatives à la stratégie**

- Annonce de la vente de CE Generation, du projet de mise en valeur Blackrock et de Wailuku à MidAmerican Renewables.
- TAMA Transmission, partenariat entre TransAlta et MidAmerican Transmission, sélectionnée pour participer à la prochaine étape du processus d'appel d'offres visant le projet de transport de 500 kV de Fort McMurray, en Alberta.
- Constitution de la coentreprise Fortescue River Gas Pipeline afin de construire et de détenir un gazoduc de 178 millions de dollars en Australie-Occidentale, et ainsi mieux servir la clientèle de cette région. La participation de TransAlta dans la coentreprise s'élève à 43 %.
- Prolongation du contrat à long terme avec BHP Billiton Nickel West en Australie-Occidentale pour une production de 245 MW.
- Conclusion de l'acquisition du premier parc éolien de TransAlta aux États-Unis. Une participation financière a été acquise dans un parc éolien au Wyoming par la filiale en propriété majoritaire de TransAlta, TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»).
- Création de TransAlta Renewables, entité commanditée par TransAlta. Les 29 centrales de TransAlta Renewables sont entièrement opérationnelles, et la totalité de leur capacité est assujettie à des contrats.
- Conclusion d'un contrat d'une durée de 24 ans entre la municipalité de Riverside, en Californie, et CalEnergy visant une production de 86 MW.
- Conclusion d'un contrat d'une durée de 24 ans entre Salt River Project, en Arizona, et CalEnergy LLC visant une production de 50 MW.
- Conclusion d'un contrat d'une durée de 20 ans entre l'Office de l'électricité de l'Ontario et la centrale alimentée au gaz d'Ottawa visant une production de 74 MW.

#### **Comparaison des résultats du quatrième trimestre de 2013 avec ceux du quatrième trimestre de 2012**

- Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 242 millions de dollars, en baisse par rapport à 312 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent.
- Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 179 millions de dollars, en baisse par rapport à 214 millions de dollars pour la période correspondante de l'exercice précédent.

- Les flux de trésorerie disponibles se sont fixés à 61 millions de dollars, en baisse par rapport à 74 millions de dollars pour la période correspondante de 2012.
- La disponibilité s'est établie à 91,8 %.

### Comparaison des résultats de l'exercice complet de 2013 avec ceux de l'exercice complet de 2012

- Le BAIIA aux fins de comparaison s'est établi à 1 023 millions de dollars, en hausse par rapport à 1 015 millions de dollars en 2012.
- Les fonds provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 729 millions de dollars, en baisse par rapport à 788 millions de dollars en 2012.
- Les flux de trésorerie disponibles se sont fixés à 295 millions de dollars, en hausse par rapport à 37 millions de dollars en 2012.
- La disponibilité ajustée<sup>1</sup> s'est établie à 87,8 %, contre une cible annuelle se situant entre 89 % et 90 %. La diminution de la disponibilité découle principalement de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

### Analyse par secteur d'activité pour l'exercice complet

#### Production

- Charbon au Canada : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 64 millions de dollars, passant de 373 millions de dollars en 2012 à 309 millions de dollars. La principale incidence pour 2013 s'est traduite par une augmentation des interruptions non planifiées comparativement à 2012, qui n'a pas pu être contrebalancée par une diminution du nombre d'interruptions planifiées. Nous avons également pris en charge la mine de Highvale en 2013 et l'avons agrandie pour être en mesure de livrer du charbon aux six unités de la centrale de Sundance et aux trois unités de la centrale de Keephills. L'entretien planifié d'envergure pour ce secteur est revenu à un niveau normal par suite de l'achèvement d'un programme d'investissement d'envergure en 2012.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 82 millions de dollars en 2013, pour passer de 148 millions de dollars en 2012 à 66 millions de dollars. Le recul du BAIIA aux fins de comparaison est imputable surtout à la faiblesse des prix des activités marchandes et à l'expiration des contrats. Les coûts liés au combustible ont diminué en 2013, ce qui reflète la renégociation des coûts liés au charbon et à l'acheminement par chemin de fer. Les investissements ont été réduits de façon notable en raison de la longue période durant laquelle ces unités ont fait face à des compressions financières en raison de la baisse des prix.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 15 millions de dollars, passant de 312 millions de dollars en 2012 à 327 millions de dollars en 2013, en raison surtout de la comptabilisation de produits pendant un exercice complet de la centrale de Solomon, laquelle a été acquise à la fin de 2012, et de la hausse des prix des activités marchandes en Alberta. Les dépenses d'investissement sur ce marché ont augmenté de 9 millions de dollars comparativement à 2012, pour atteindre 58 millions de dollars.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 29 millions de dollars, pour passer de 151 millions de dollars en 2012 à 180 millions de dollars en 2013, en raison surtout de la hausse des prix sur le marché albertain et du début des activités au parc éolien de New Richmond au Québec.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 20 millions de dollars, passant de 127 millions de dollars en 2012 à 147 millions de dollars en 2013, du fait surtout des prix favorables sur le marché albertain.

<sup>1</sup> Ajustée pour tenir compte de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, mais non pour tenir compte de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

### **Opérations sur les produits énergétiques**

- Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 74 millions de dollars pour se fixer à 61 millions de dollars en 2013, contre une perte de 13 millions de dollars en 2012, grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques.

### **Siège social**

- Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué de 16 millions de dollars, soit de 82 millions de dollars en 2012 à 66 millions de dollars en 2013, en raison surtout d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au quatrième trimestre de 2012 et de l'attention continue portée à la gestion des coûts.

### **Rétrospective financière consolidée pour l'exercice complet**

Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 8 millions de dollars, passant de 1 015 millions de dollars en 2012 à 1 023 millions de dollars en 2013, reflétant la hausse des marges brutes dans les secteurs du gaz, de l'énergie éolienne, de l'énergie hydroélectrique et des opérations sur les produits énergétiques, qui a plus que contrebalancé les interruptions non planifiées plus nombreuses et la baisse des prix dans le secteur du charbon aux États-Unis.

Malgré un BAIIA aux fins de comparaison plus élevé, les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué de 59 millions de dollars pendant l'exercice, passant de 788 millions de dollars en 2012 à 729 millions de dollars, en raison surtout de la hausse de la charge d'intérêt et des impôts au comptant, et des différences au titre du calendrier du produit au comptant associées aux couvertures de l'électricité et aux stocks de charbon.

Les flux de trésorerie disponibles en 2013 ont augmenté de 37 millions de dollars, pour passer de 258 millions de dollars en 2012 à 295 millions de dollars, surtout par suite d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien découlant du nombre moins élevé d'interruptions planifiées en 2013 par rapport à 2012.

Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 81 millions de dollars (0,31 \$ par action) pour l'exercice, en baisse par rapport à 117 millions de dollars (0,50 \$ par action) en 2012. La baisse du résultat aux fins de comparaison est surtout imputable à une hausse de l'amortissement, des impôts sur le résultat et des intérêts nets, en partie contrebalancée par une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.

Une perte nette présentée de 71 millions de dollars (0,27 \$ par action) a été comptabilisée pour l'exercice, contre une perte nette de 615 millions de dollars (2,62 \$ par action) pour l'exercice précédent. Ce changement d'un exercice à l'autre est attribuable principalement à une diminution des imputations pour dépréciation d'actifs de 342 millions de dollars, à une baisse des coûts liés à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance de 170 millions de dollars et à une diminution de l'incidence de la sortie du bilan des actifs d'impôt différé de 141 millions de dollars, en partie contrebalancées par une provision de 42 millions de dollars liée au règlement éventuel d'une réclamation relative aux marchés de l'électricité en Californie au cours de la période 2000-2001.

## Rétrospective de l'exploitation pour l'exercice complet

- La disponibilité, y compris les contrats de location-financement et les placements en titres de capitaux propres, a été de 85,5 % par rapport à 88,4 % pour l'exercice précédent. Compte tenu de l'ajustement lié à la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, la disponibilité s'est élevée à 87,8 % comparativement à 90,0 % en 2012. La baisse est principalement imputable aux interruptions non planifiées plus nombreuses aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, le tout en partie contrebalancé par une diminution du nombre d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon en Alberta.
- Nous avons terminé les quatre importantes interruptions prévues pour 2013.
- Le total des dépenses d'investissement de maintien s'est élevé à 341 millions de dollars pour l'exercice, contre 439 millions de dollars pour l'exercice précédent, ce qui correspond à notre fourchette cible pour 2013, qui était entre 295 millions de dollars et 345 millions de dollars.

## Événements importants

### Vente de CE Generation

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation, le projet de mise en valeur Blackrock et Wailuku à notre partenaire, MidAmerican Renewables, en contrepartie de 193,5 millions de dollars américains.

### Restructuration du dividende

Le 20 février 2014, notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire (ou 0,72 \$ par action ordinaire sur une base annualisée).

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

Le 19 février 2014, nous avons conclu une entente avec l'acheteur du CAÉ relativement au litige lié à l'unité 6 de la centrale de Sundance. Cette entente ne devrait entraîner aucune incidence importante sur les états financiers.

### Acquisition d'un parc éolien au Wyoming

Le 20 décembre 2013, nous avons conclu l'acquisition auprès d'une société affiliée de NextEra Energy Resources, LLC, par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive, d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming à un coût d'environ 102 millions de dollars américains. Le parc est entièrement opérationnel et fait l'objet d'un CAÉ à long terme jusqu'en 2028 avec une contrepartie ayant une note de première qualité. TransAlta Renewables a acquis une participation financière dans le parc éolien auprès de TransAlta en contrepartie d'un paiement équivalant au prix d'achat initial de l'acquisition.

### Prolongation du contrat au titre de l'Australie-Occidentale

Le 30 octobre 2013, nous avons annoncé une prolongation du contrat à long terme visant à fournir de l'électricité à BHP Billiton Nickel West en Australie-Occidentale à partir de nos installations de Southern Cross Energy («Southern Cross»). La prolongation entre immédiatement en vigueur et remplace le contrat précédent qui devait prendre fin au début de 2014.

En activité depuis 1996, Southern Cross a une capacité installée totale de 245 MW provenant des centrales de Kambalda, de Mt. Keith, de Leinster et de Kalgoorlie.

### Contrat à long terme avec l'Office de l'électricité de l'Ontario – centrale d'Ottawa

Le 30 août 2013, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat d'une durée de 20 ans avec l'Office de l'électricité de l'Ontario pour notre centrale alimentée au gaz d'Ottawa, qui a pris effet en janvier 2014. En vertu de la nouvelle entente, la centrale a la capacité de faire des suivis de charge, ce qui contribuera à réduire les incidents liés à la charge excédentaire au sein du marché,

tout en maintenant la capacité du système de produire de manière fiable de l'énergie lorsque cela est nécessaire. Ce nouveau contrat sera avantageux pour les actionnaires, puisqu'ils obtiendront un rendement stable à long terme, ainsi que pour les contribuables de l'Ontario, puisqu'ils obtiendront de la capacité à des prix attractifs, ce qui réduira la nécessité de construire de nouvelles capacités de production dans l'avenir et permettra aux hôpitaux de la région de continuer d'être alimentés en vapeur en quantités suffisantes pour leurs besoins de chauffage et autres, d'une manière respectueuse de l'environnement.

#### TransAlta Renewables

Le 9 août 2013, nous avons transféré à TransAlta Renewables 28 actifs de production d'énergie éolienne et hydroélectrique détenus indirectement dans le cadre de la vente de toutes les actions émises et en circulation de deux filiales : Canadian Hydro Developers, Inc. et Western Sustainable Power Inc. Le premier appel public à l'épargne de TransAlta Renewables a mené à l'émission d'un total de 22,1 millions d'actions ordinaires, pour un produit brut de 221 millions de dollars. TransAlta détient, directement et indirectement, 92,6 millions d'actions ordinaires, ce qui représente environ 80,7 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

#### Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

En décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2 de la centrale de Sundance, en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 20 juillet 2012, un groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas détruites sur le plan économique et a demandé à TransAlta de remettre ces unités en service. L'unité 1 a été remise en service le 2 septembre 2013, et l'unité 2, le 4 octobre 2013.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et les données d'exploitation statistiques :

Faits saillants du quatrième trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2013

En millions de dollars canadiens, sauf indication contraire	Trimestre clos le 31 décembre 2013	Trimestre clos le 31 décembre 2012	Exercice clos le 31 décembre 2013	Exercice clos le 31 décembre 2012
Disponibilité ajustée (%) <sup>1</sup>	91,8	89,4	87,8	90,0
Production (GWh)	12 640	10 880	42 482	38 750
Produits des activités ordinaires	587	646	2 292	2 210
BAlIA aux fins de comparaison <sup>2</sup>	242	312	1 023	1 015
Résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(66)	39	(71)	(615)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>2</sup>	1	55	81	117
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>2</sup>	179	214	729	788
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	165	245	765	520
Flux de trésorerie disponibles <sup>2</sup>	61	74	295	258
Résultat par action ordinaire, de base et dilué	(0,25)	0,15	(0,27)	(2,62)
Résultat par action aux fins de comparaison <sup>2</sup>	0,00	0,22	0,31	0,50
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>2</sup>	0,67	0,84	2,76	3,35
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>2</sup>	0,23	0,29	1,12	1,10
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	1,16	1,16

Le rapport trimestriel complet, y compris le rapport de gestion et les états financiers intermédiaires non audités, ainsi que notre présentation trimestrielle sont disponibles à la section du centre des investisseurs de notre site Web, à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com).

#### Déclaration de dividendes

Aujourd'hui, le conseil d'administration de TransAlta a déclaré un dividende trimestriel de 0,18 \$ par action ordinaire, à verser le 1<sup>er</sup> avril 2014, pour les actionnaires inscrits à la fermeture des marchés le 4 mars 2014.

Le conseil d'administration de TransAlta a aussi déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de premier rang rachetable à taux rajusté et à dividende cumulatif de série A de TransAlta émise et en circulation, à verser le 31 mars 2014, aux actionnaires inscrits à la fermeture des marchés le 4 mars 2014.

Le conseil d'administration de TransAlta a en outre déclaré un dividende trimestriel de 0,2875 \$ par action privilégiée de premier rang rachetable à taux rajusté et à dividende cumulatif de série C de TransAlta émise et en circulation, à verser le 31 mars 2014, aux actionnaires inscrits à la fermeture des marchés le 4 mars 2014.

Le conseil d'administration de TransAlta a aussi déclaré un dividende trimestriel de 0,3125 \$ par action privilégiée de premier rang rachetable à taux rajusté et à dividende cumulatif de série E de TransAlta émise et en circulation, à verser le 31 mars 2014, aux actionnaires inscrits à la fermeture des marchés le 4 mars 2014.

<sup>1</sup> Ajustée pour tenir compte de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, mais non pour tenir compte de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keepphills.

<sup>2</sup> Le BAlIA aux fins de comparaison correspond au bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement, y compris les produits tirés des contrats de location-financement, et est ajusté pour tenir compte de certains autres éléments. Les flux de trésorerie disponibles correspondent aux fonds provenant des activités d'exploitation, déduction faite des dépenses d'investissement de maintien, des dividendes sur actions privilégiées et des paiements au titre des participations ne donnant pas le contrôle. Le BAlIA aux fins de comparaison, le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, le résultat par action aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles par action ne sont pas définis selon les IFRS. La présentation de ces éléments d'une période à l'autre fournit des renseignements supplémentaires et permet à la direction et aux actionnaires d'évaluer les tendances des résultats et des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements sur ces éléments.

## Dépôt de documents d'information de fin d'exercice par TransAlta

TransAlta a également annoncé aujourd'hui qu'elle avait déposé sa notice annuelle, ses états financiers consolidés audités et les notes complémentaires, ainsi que son rapport de gestion. Ces documents se trouvent sur le site Web de TransAlta à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com) ou sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

TransAlta a de plus déposé son formulaire 40-F auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis, qui se trouve sur son site Web, à l'adresse [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Les actionnaires peuvent obtenir une copie papier de tous ces documents sans frais s'ils en font la demande.

## Conférence téléphonique

Nous tiendrons une conférence téléphonique et une webdiffusion à 7 h, HNR (9 h, HNE) aujourd'hui pour discuter des résultats financiers du quatrième trimestre et de l'exercice 2013, des perspectives pour 2014, ainsi que de la vente d'actifs et de la restructuration du dividende. La conférence débutera par les allocutions de la présidente et chef de la direction, Dawn Farrell, et du chef de la direction des finances et chef des investissements, Brett Gellner, qui seront suivies d'une période de questions destinée aux analystes en placement, aux investisseurs et aux autres parties intéressées. Une période de questions destinée aux médias suivra immédiatement après. Veuillez communiquer avec l'opérateur de la conférence cinq minutes avant le début, en indiquant «TransAlta Corporation» à titre d'entreprise et «Brent Ward» à titre de modérateur.

### Numéros à composer :

**Numéro sans frais en Amérique du Nord : 1-800-319-4610**

**À l'extérieur du Canada et des États-Unis : 1-604-638-5340**

Un lien menant à la webdiffusion en direct se trouvera à la section du centre des investisseurs du site Web de TransAlta, à l'adresse <http://www.transalta.com/investor-centre/events-presentations/webcasts-conference-calls>. Si vous ne pouvez pas y participer, une retransmission sera accessible au 1-800-319-6413 (numéro sans frais au Canada et aux États-Unis) ou au 1-604-638-9010 (à l'extérieur du Canada). Vous n'avez qu'à entrer le code de TransAlta : 2231, suivi du #. La version complète du communiqué du quatrième trimestre de TransAlta est disponible à la section du centre des investisseurs de notre site Web, à l'adresse [www.transalta.com](http://www.transalta.com). La transcription de la radiodiffusion sera publiée sur notre site Web dès qu'elle sera disponible. Remarque : si vous utilisez un téléphone mains libres, veuillez soulever le combiné et appuyer sur le chiffre un pour poser une question.

*TransAlta est une société de production et de commercialisation en gros d'électricité dont l'objectif premier est de créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. TransAlta maintient un profil de risque faible à modéré en exploitant un portefeuille d'actifs en grande partie assujettis à des contrats au Canada, aux États-Unis et en Australie. TransAlta vise à exploiter de manière efficace ses parcs éoliens, ses centrales hydroélectriques et ses centrales alimentées au gaz naturel et au charbon afin d'offrir aux clients une source d'énergie fiable et à faible coût. Depuis plus de 100 ans, TransAlta exploite ses entreprises de façon responsable et contribue grandement aux collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités. TransAlta fait partie de la liste de Sustainalytics des 50 sociétés les plus socialement responsables du Canada depuis 2009 et est reconnue mondialement par l'indice FTSE4Good pour son leadership sur le plan des normes en développement durable et en responsabilité sociale.*



*Le présent communiqué de presse renferme des énoncés prospectifs, y compris des énoncés ayant trait aux activités et à la performance financière anticipée de TransAlta Corporation. Plus précisément, le présent communiqué renferme des énoncés prospectifs ayant trait à la vente de la participation de la Société dans CE Generation, le projet de mise en valeur Blackrock et Wailuku à MidAmerican Renewables, au règlement éventuel d'une réclamation relative aux marchés de l'électricité en Californie, ainsi qu'aux prévisions de la Société pour 2014 relativement au BAIIA aux fins de comparaison, aux flux de trésorerie disponibles, aux dépenses d'investissement de maintien et au versement de dividendes. Ces énoncés prospectifs reposent sur les croyances de TransAlta Corporation ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées. Ces énoncés prospectifs sont assujettis à un grand nombre de risques et d'incertitudes qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de manière importante de ceux envisagés. Certains des facteurs qui pourraient donner lieu à ces différences sont notamment : les risques d'exploitation liés à nos centrales; les cours des marchés sur lesquels nous exerçons nos activités; les interruptions non planifiées aux centrales et les investissements requis; les pannes de matériel et notre capacité d'effectuer les réparations de façon rentable ou rapide; les incidences des conditions climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; l'impossibilité d'obtenir les approbations réglementaires nécessaires en temps voulu; l'évolution du cadre législatif et réglementaire; la concurrence; la tenue des marchés financiers mondiaux; l'évolution des taux d'intérêt en vigueur, des taux de change, du niveau d'inflation, des prix des produits de base et de la conjoncture économique générale dans les régions géographiques où TransAlta Corporation exerce ses activités; et l'atteinte des conditions nécessaires à la vente de CE Generation, du projet de mise en valeur Blackrock et de Wailuku.*

Remarque : Toutes les données financières sont présentées en dollars canadiens, sauf indication contraire.

Pour de plus amples renseignements :

**Demandes de renseignements des investisseurs :**

Brent Ward

Directeur, Finances et relations avec les investisseurs

Téléphone : 1-800-387-3598 au Canada et aux États-Unis

Courriel : [investor\\_relations@transalta.com](mailto:investor_relations@transalta.com)

**Demandes de renseignements des médias :**

Stacey Hatcher

Conseillère principale, Relations de la Société

Téléphone cellulaire : 587-216-2242

Numéro sans frais pour les médias : 1-855-255-9184

Autre numéro régional : 403-267-2540

## MODE DE PRÉSENTATION

Ce communiqué de presse doit être lu avec nos états financiers consolidés audités et le rapport de gestion annuel de 2013. Dans le présent communiqué de presse, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les 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. Certaines mesures financières comprises dans ce communiqué de presse n'ont pas de signification normalisée en vertu des IFRS. 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 la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent communiqué de presse pour plus de renseignements. Le présent communiqué de presse est daté du 20 février 2014. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## RÉSULTATS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les résultats des activités d'exploitation sont présentés sous 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 communiqué de presse, nous avons séparé notre secteur Production selon les différents types de combustibles de façon à fournir des renseignements supplémentaires aux lecteurs. Dans le présent communiqué de presse, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes de résultat consolidés et des états de la situation financière consolidés. Bien que les éléments des états de la situation financière consolidés 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 au poste Capitaux propres des états de la situation financière consolidés.

## FAITS SAILLANTS

### *Faits saillants du quatrième trimestre*

#### **Faits saillants stratégiques**

- Annonce de la construction et de la propriété (participation de 48 % de TransAlta) d'un gazoduc de 178 millions de dollars à notre centrale de Solomon.
- Acquisition d'un parc éolien de 144 mégawatts («MW») au Wyoming.
- TAMA Transmission LP («TAMA Transmission») sélectionnée pour participer au processus d'appel d'offres visant le projet de transport de 500 kilovolts de Fort McMurray West.

## Résultats financiers d'exploitation

- Résultats consolidés : Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a reculé de 70 millions de dollars en 2013 pour s'établir à 242 millions de dollars. Le recul du BAIIA aux fins de comparaison de nos activités liées au charbon, au gaz et à l'hydroélectricité au Canada et aux États-Unis n'a pu être compensé par l'augmentation enregistrée au titre de l'énergie éolienne et des opérations. Le nombre plus élevé d'interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et la réduction des prix à la centrale thermique de Centralia ont entraîné une baisse des activités liées au charbon en 2013.
- Charbon au Canada : En 2013, le BAIIA aux fins de comparaison s'est fixé à 68 millions de dollars comparativement à 102 millions de dollars en 2012. Cette diminution du BAIIA aux fins de comparaison s'explique par la hausse des coûts liés au charbon, les prix défavorables du marché et un nombre plus élevé d'interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, le tout en partie contrebalancé par la baisse du nombre d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué pour se fixer à 14 millions de dollars en 2013, comparativement à 37 millions de dollars en 2012. Cette diminution du BAIIA aux fins de comparaison est imputable à la baisse des prix, y compris les marges sur les achats d'électricité, mais a été en partie compensée par les prix du charbon favorables.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 17 millions de dollars pour atteindre 82 millions de dollars sous l'effet surtout des prix moins élevés et de la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de la hausse des coûts d'entretien courants.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars en 2013 pour se fixer à 58 millions de dollars, surtout en raison du démarrage des activités commerciales à New Richmond.
- Hydroélectricité : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 11 millions de dollars pour s'établir à 21 millions de dollars, en raison principalement des prix moins élevés et de la baisse des volumes des ressources hydrauliques.
- Placements en titres de capitaux propres : Le secteur de l'énergie géothermique, qui est comptabilisé avec les placements en titres de capitaux propres, a subi une perte de 5 millions de dollars en 2013 par rapport à une perte de 10 millions de dollars en 2012. La réduction de la perte est principalement attribuable aux prix favorables et aux variations favorables des taux de change, en partie contrebalancés par les interruptions planifiées et non planifiées plus nombreuses.
- Opérations sur les produits énergétiques : Le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté de 12 millions de dollars en 2013 par suite de la hausse de la valeur découlant des opérations sur les actifs d'électricité et de gaz, d'une gestion prudente des risques, d'une amélioration des marges de la clientèle et d'une conjoncture favorable du marché résultant de conditions météorologiques extrêmes au cours du trimestre.
- Siège social : Les résultats du secteur du Siège social sont comparables à ceux de 2012.
- La disponibilité globale, y compris les contrats de location-financement et les placements en titres de capitaux propres, a été de 91,8 %, par rapport à 89,4 % en 2012. La hausse est principalement attribuable aux interruptions planifiées moins nombreuses aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, à l'unité 3 de la centrale de Genesee et à la centrale de Sarnia, mais a été en partie neutralisée par une augmentation du nombre d'interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.
- La production globale a augmenté de 1 760 gigawattheures («GWh») pour atteindre 12 640 GWh, comparativement à celle de 2012.

## Faits saillants consolidés

- Les fonds provenant des activités d'exploitation ont diminué de 35 millions de dollars pour s'établir à 179 millions de dollars, par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, principalement en raison de la hausse

des intérêts au comptant et des impôts au comptant, ainsi que des différences au titre du calendrier du produit au comptant associées aux couvertures de l'électricité.

- Le résultat net aux fins de comparaison s'est établi à 1 million de dollars (résultat net de 0,00 \$ par action), en baisse par rapport à celui de 55 millions de dollars (résultat net de 0,22 \$ par action) en 2012. Cette baisse est imputable surtout à une diminution du BAIIA aux fins de comparaison et à une hausse de l'amortissement, en partie contrebalancées par une diminution de la charge d'impôts sur le résultat.
- La perte nette présentée attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 66 millions de dollars (perte nette de 0,25 \$ par action), en baisse par rapport au résultat net de 39 millions de dollars (résultat net de 0,15 \$ par action) pour 2012. La variation découle d'une diminution du BAIIA aux fins de comparaison de 70 millions de dollars et des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
  - augmentation de l'incidence de la réclamation de 42 millions de dollars en Californie;
  - augmentation de 19 millions de dollars de la perte liée aux couvertures dont la désignation a été annulée;
  - augmentation de 8 millions de dollars de l'incidence de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance;
  - augmentation de l'incidence de la sortie du bilan des actifs d'impôt différé de 12 millions de dollars.
- Nous avons imputé une charge avant impôts et taxes de 52 millions de dollars américains au titre d'un règlement éventuel avec San Diego Gas & Electric Company, le procureur général de la Californie et d'autres organismes gouvernementaux.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données d'exploitation statistiques :

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Disponibilité (%) <sup>1</sup>	91,8	89,4	85,5	88,4
Disponibilité ajustée (%) <sup>1, 2</sup>	91,8	89,4	87,8	90,0
Production (GWh) <sup>1</sup>	12 640	10 880	42 482	38 750
Produits des activités ordinaires	587	646	2 292	2 210
BAIIA aux fins de comparaison <sup>3</sup>	242	312	1 023	1 015
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(66)	39	(71)	(615)
Résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires <sup>3</sup>	1	55	81	117
Fonds provenant des activités d'exploitation <sup>3</sup>	179	214	729	788
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	165	245	765	520
Flux de trésorerie disponibles <sup>3</sup>	61	74	295	258
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,25)	0,15	(0,27)	(2,62)
Résultat net par action aux fins de comparaison <sup>3</sup>	0,00	0,22	0,31	0,50
Fonds provenant des activités d'exploitation par action <sup>3</sup>	0,67	0,84	2,76	3,35
Flux de trésorerie disponibles par action <sup>3</sup>	0,23	0,29	1,12	1,10
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	1,16	1,16
<b>Aux</b>			<b>31 décembre 2013</b>	<b>31 décembre 2012</b>
Total de l'actif			9 783	9 503
Total des passifs non courants			5 508	4 769

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison :

BAIIA aux fins de comparaison	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Secteur Production				
Charbon du Canada	68	102	309	373
Charbon des États-Unis	14	37	66	148
Gaz	82	99	327	312
Énergie éolienne	58	54	180	151
Hydroélectricité	21	32	147	127
Total du secteur Production	243	324	1 029	1 111
Secteur Opérations sur les produits énergétiques	20	8	61	(13)
Secteur Siège social	(21)	(20)	(67)	(83)
<b>Total du BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>242</b>	<b>312</b>	<b>1 023</b>	<b>1 015</b>

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 de Centralia.

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

## **DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION**

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la disponibilité a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2012, surtout du fait de la baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, en partie contrebalancée par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

La disponibilité a diminué au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à celle de de l'exercice de 2012, surtout du fait de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie d'une interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, partiellement contrebalancée par des interruptions planifiées moins nombreuses aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 1 760 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2012, en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, d'une répartition économique moins élevée à la centrale thermique de Centralia, de la diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et des réductions liées aux contrats à notre centrale d'Ottawa.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 3 732 GWh en regard de celle de l'exercice de 2012, en raison surtout d'une répartition économique avantageuse à la centrale thermique de Centralia, de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, d'une hausse de la demande des clients des CAÉ et d'une baisse des réductions liées au marché, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills, et d'un accroissement du nombre d'interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

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

Les fonds provenant des activités d'exploitation pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 et l'exercice clos à cette date ont diminué de respectivement 35 millions de dollars et 59 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2012, pour s'établir à respectivement 179 millions de dollars et 729 millions de dollars, principalement en raison de la hausse des intérêts au comptant et des impôts au comptant, ainsi que des différences au titre du calendrier du produit au comptant associées aux couvertures de l'électricité.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 ont régressé de 13 millions de dollars par rapport à ceux de la période correspondante de 2012 pour s'établir à 61 millions de dollars, en raison de la baisse du résultat net aux fins de comparaison, en partie neutralisée par une diminution des dépenses d'investissement de maintien.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les flux de trésorerie disponibles ont augmenté de 37 millions de dollars en regard de ceux de l'exercice 2012 pour s'établir à 295 millions de dollars, en raison d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancée par une baisse du résultat net aux fins de comparaison.

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE**

### ***Vente de CE Generation LLC, du projet de mise en valeur Blackrock et de Wailuku Holding Company, LLC***

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la conclusion d'une entente visant la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation LLC («CE Gen»), le projet de mise en valeur Blackrock («Blackrock») et Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku») à MidAmerican Renewables en contrepartie de 193,5 millions de dollars américains. MidAmerican Renewables détient l'autre participation de 50 % dans CE Gen, Blackrock et Wailuku.

### ***Dividendes***

Le 20 février 2014, nous avons annoncé une restructuration de nos dividendes afin de verser des dividendes trimestriels de 0,18 \$ par action ordinaire (ou 0,72 \$ par action ordinaire sur une base annualisée) et de nous aligner davantage sur nos objectifs de croissance et objectifs financiers.

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

Le 19 février 2014, nous avons conclu une entente avec l'acheteur du CAÉ relativement au litige avec l'unité 6 de la centrale de Sundance. Cette entente ne devrait entraîner aucune incidence importante sur les états financiers.

### ***Réclamation en Californie***

Par suite des plaintes déposées par la San Diego Gas & Electric Company, le procureur général de la Californie et d'autres organismes gouvernementaux, la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a exigé que TransAlta rembourse environ 47 millions de dollars américains pour les ventes qu'elle a effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange, du California Independent System Operator et du California Department of Water Resources au cours de la période 2000-2001. De plus, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir des remboursements additionnels, requête qui a été rejetée jusqu'à présent par la FERC. Nous avons constitué une provision de 47 millions de dollars au cas où nous serions tenus de rembourser des montants. Les décisions définitives ne devraient pas être rendues dans un avenir rapproché.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la Société a imputé aux résultats une charge d'environ 52 millions de dollars américains avant impôts et taxes en prévision d'un règlement éventuel des litiges en cours avec des parties en Californie.

### ***Unité 2 de Keephills***

Le 31 janvier 2014, les activités de l'unité 2 de notre centrale de Keephills ont été interrompues pour effectuer un rembobinage du stator de la génératrice par suite de l'événement survenu en 2013 à l'unité 1 de Keephills. À la suite de celui-ci, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée, et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ.

### ***Projet de transport Fort McMurray***

Le 17 janvier 2014, la Société a annoncé que le partenariat stratégique avec MidAmerican Transmission, 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 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.

### **Gazoduc en Australie**

Le 15 janvier 2014, la Société a annoncé la constitution, par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive, d'une coentreprise sans personnalité morale nommée Fortescue River Gas Pipeline, dans laquelle la Société détient une participation de 43 %. Le premier projet de la nouvelle coentreprise sera de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc de 178 millions de dollars qui reliera le gazoduc de Dampier à Bunbury à la centrale de Solomon de la Société.

### **CONTEXTE D'AFFAIRES**

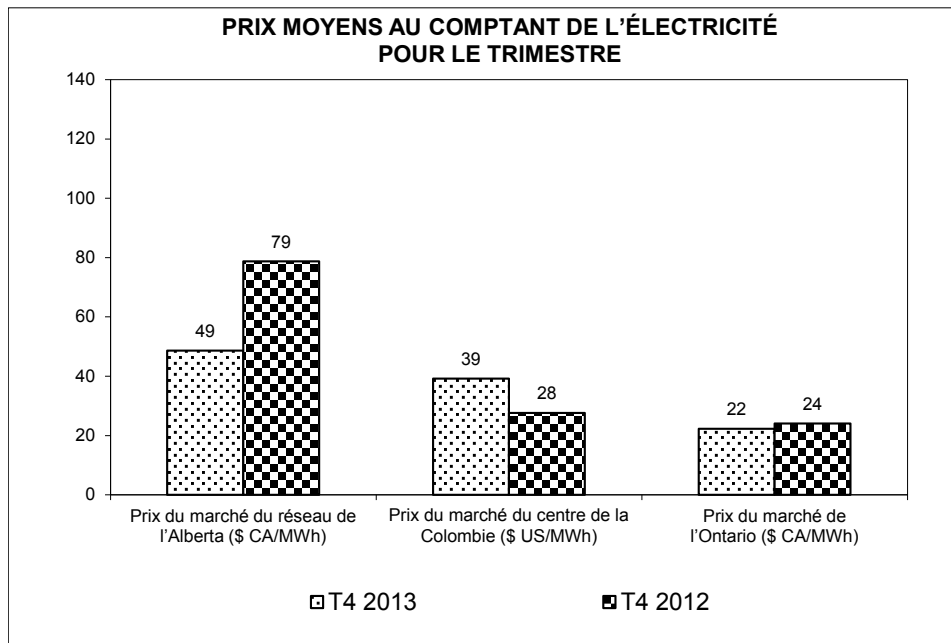
*Nous exerçons nos activités dans divers contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, l'ouest 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.*

#### **Prix de l'électricité**

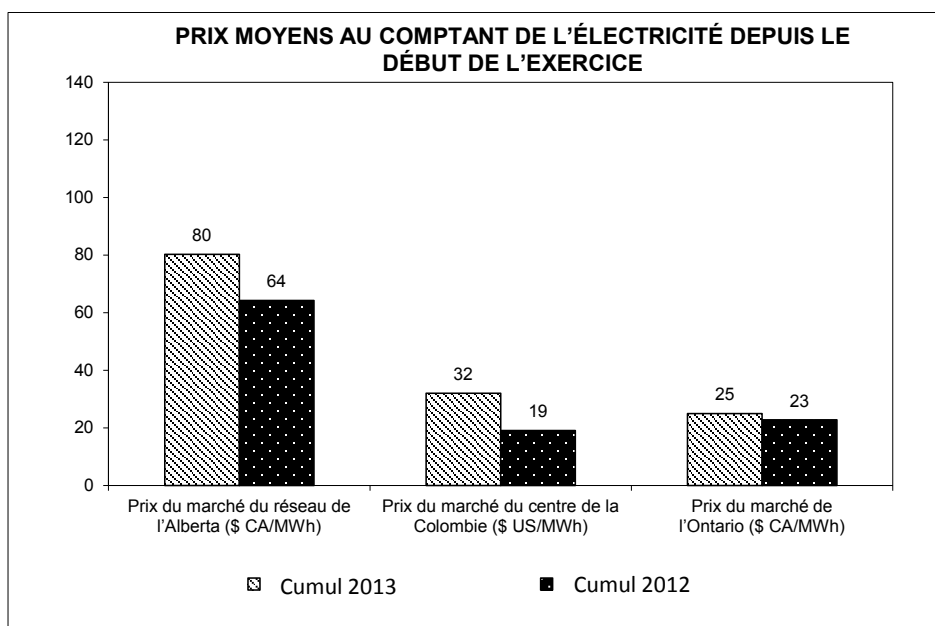
Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces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



Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2013 et 2012 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.



Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, les prix moyens au comptant en Alberta ont augmenté par rapport à ceux de la période correspondante de 2012 en raison surtout d'une augmentation de l'offre découlant de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. 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, d'une baisse de la production d'énergie hydroélectrique et d'un accroissement de la demande, plus particulièrement en décembre. Les prix moyens au comptant en Ontario pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 ont diminué en regard de ceux de la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse de l'offre découlant de l'augmentation de la production d'énergie nucléaire, hydroélectrique et éolienne.



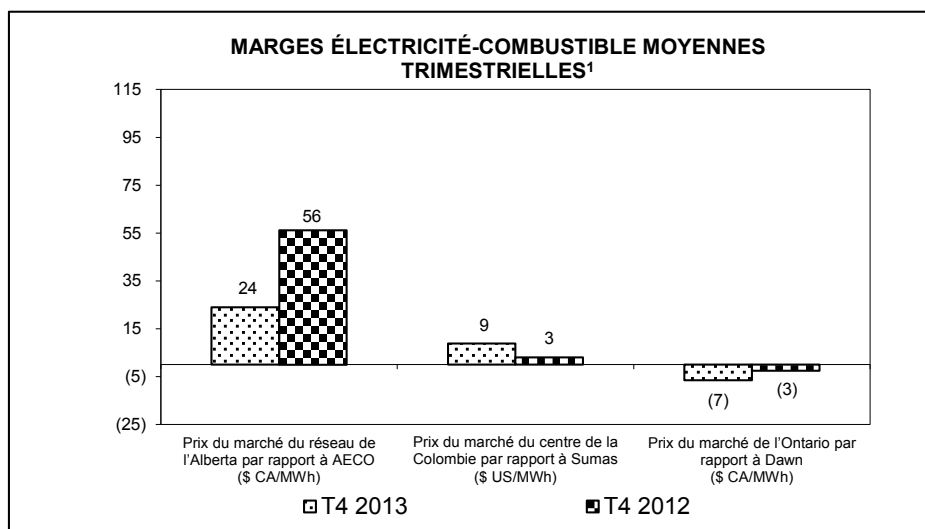
Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les prix moyens au comptant en Alberta ont augmenté par rapport à ceux de 2012, en raison surtout d'un resserrement des conditions de l'offre et de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel et d'une baisse de la production d'énergie hydroélectrique. Les prix moyens au comptant en Ontario pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont augmenté en regard de ceux de 2012 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, qui a été partiellement contrebalancée par une augmentation de l'offre découlant de la remise en service de centrales nucléaires.

En 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 et de la réduction des interruptions planifiées aux fins d'entretien sur les marchés. Toutefois, les prix pourraient varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel et d'une baisse prévue de la production d'énergie hydroélectrique par rapport à 2013.

### Marges électricité-combustible

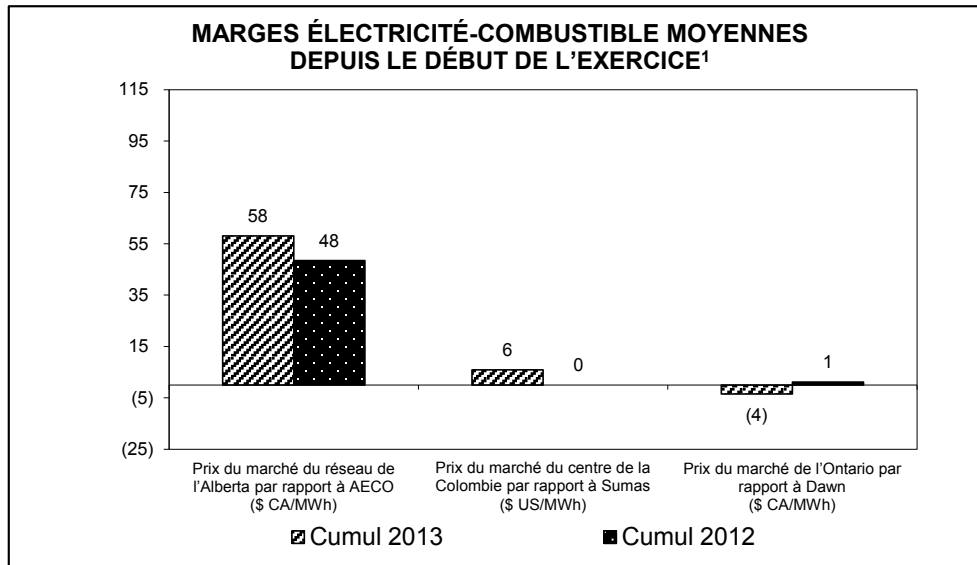
Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour une analyse exhaustive des marges électricité-combustible et de leur incidence sur nos activités.

Les marges électricité-combustible moyennes pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2013 et 2012 et les exercices clos à ces dates sur nos trois principaux marchés sont présentées dans les graphiques suivants.



1) Pour une centrale consommant 7 000 unités de chaleur britannique («BTU») par kilowattheure («KWh»).

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta en regard de celles de la période correspondante de 2012 en raison d'une augmentation de l'offre découlant de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en raison d'une hausse des prix de l'électricité attribuable à une baisse de la production d'énergie hydroélectrique et à une hausse de la demande liée à des températures plus froides en 2013. Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Ontario en regard de celles de la période correspondante de 2012 en raison de la baisse des prix de l'électricité découlant d'une hausse de l'offre par suite de l'augmentation de la production d'énergie nucléaire, hydroélectrique et éolienne.



1) Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, les marges électricité-combustible moyennes en Alberta ont augmenté par rapport à celles de 2012 en raison de la hausse des prix de l'électricité découlant d'un resserrement des conditions de l'offre et de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en raison d'une hausse des prix de l'électricité attribuable à une baisse de la production d'énergie hydroélectrique. Les marges électricité-combustible moyennes en Ontario ont diminué au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013 par rapport à celles de 2012 parce que les prix de l'électricité n'ont pas augmenté aussi rapidement que les prix du gaz naturel, principalement en raison de la remise en service des centrales nucléaires et de la croissance de la production d'énergie renouvelable.

## ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Trois mois clos le 31 décembre 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	561	26	-	587
Combustible et achats d'électricité	278	-	-	278
<b>Marge brute</b>	<b>283</b>	<b>26</b>	<b>-</b>	<b>309</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	110	9	21	140
Amortissement	137	-	6	143
Réduction de valeur des stocks	1	-	-	1
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>27</b>	<b>20</b>	<b>(27)</b>	<b>20</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	12	-	-	12
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	-	-	(5)
Réclamation en Californie	-	(56)	-	(56)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(10)	-	-	(10)
Profit à la vente d'actifs	-	-	2	2
Recouvrement d'assurance	8	-	-	8
Profit de change	-	-	-	3
Charge d'intérêt nette	-	-	-	(66)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(92)</b>

Trois mois clos le 31 décembre 2012 (Retraité)*	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	633	13	-	646
Combustible et achats d'électricité	245	-	-	245
<b>Marge brute</b>	<b>388</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>401</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	93	8	19	120
Amortissement	114	-	5	119
Réduction de valeur des stocks	10	-	-	10
Provision pour frais de restructuration	5	-	8	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	-	1	6
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>158</b>	<b>8</b>	<b>(33)</b>	<b>133</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	11	-	-	11
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(10)	-	-	(10)
Perte de change	-	-	-	(2)
Charge d'intérêt nette	-	-	-	(60)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>72</b>

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

Exercice clos le 31 décembre 2013	Opérations sur les produits énergétiques			Siège social	Total
	Production				
Produits des activités ordinaires	2 213	79	-	-	2 292
Combustible et achats d'électricité	926	-	-	-	926
<b>Marge brute</b>	<b>1 287</b>	<b>79</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 366</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	418	32	66	-	516
Amortissement	501	1	23	-	525
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	(18)	-	-	-	(18)
Réduction de valeur des stocks	22	-	-	-	22
Provision pour frais de restructuration	(2)	-	(1)	-	(3)
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	26	-	1	-	27
Répartition des coûts intersectoriels	14	(14)	-	-	-
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>326</b>	<b>60</b>	<b>(89)</b>	<b>-</b>	<b>297</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	46	-	-	-	46
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(10)	-	-	-	(10)
Réclamation en Californie	-	56	-	-	(56)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(25)	-	-	-	(25)
Profit à la vente d'actifs	-	-	12	-	12
Recouvrement d'assurance	8	-	-	-	8
Profit de change	-	-	-	-	1
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	-	(29)
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	(256)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(12)</b>

Exercice clos le 31 décembre 2012 (Retraité)*	Opérations sur les produits énergétiques			Siège social	Total
	Production				
Produits des activités ordinaires	2 207	3	-	-	2 210
Combustible et achats d'électricité	753	-	-	-	753
<b>Marge brute</b>	<b>1 454</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1 457</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	388	29	82	-	499
Amortissement	489	-	20	-	509
Imputation pour dépréciation d'actifs	324	-	-	-	324
Réduction de valeur des stocks	44	-	-	-	44
Provision pour frais de restructuration	5	-	8	-	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	1	-	28
Répartition des coûts intersectoriels	13	(13)	-	-	-
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>164</b>	<b>(13)</b>	<b>(111)</b>	<b>-</b>	<b>40</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	16	-	-	-	16
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(15)	-	-	-	(15)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(254)	-	-	-	(254)
Profit à la vente d'actifs	3	-	-	-	3
Profit à la vente d'une garantie	-	15	-	-	15
Autres produits	-	-	-	-	1
Perte de change	-	-	-	-	(9)
Charge d'intérêt nette	-	-	-	-	(242)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(445)</b>

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

**Charbon** : TransAlta possède et exploite des centrales alimentées au charbon ainsi que des entreprises minières connexes au Canada et aux États-Unis. Les produits tirés du charbon et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et 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» dans notre rapport de gestion annuel de 2013.

## Charbon du Canada

Au cours de 2013, nous avons terminé la restauration des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique «Événements importants» du rapport de gestion annuel de 2013.

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Production (GWh)	<b>6 643</b>	5 285	<b>21 568</b>	20 265
Capacité installée (MW)	<b>3 576</b>	3 012	<b>3 576</b>	3 012
Produits des activités ordinaires	<b>251</b>	239	<b>916</b>	913
Combustible et achats d'électricité	<b>144</b>	110	<b>451</b>	383
<b>Marge brute aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>107</b>	129	<b>465</b>	530
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>53</b>	47	<b>201</b>	195
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	<b>2</b>	1	<b>11</b>	10
Répartition des coûts intersectoriels	<b>1</b>	1	<b>4</b>	3
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	<b>(1)</b>	(7)	<b>(2)</b>	(10)
Amortissement de la mine	<b>(16)</b>	(15)	<b>(58)</b>	(41)
<b>BAIIA aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>68</b>	102	<b>309</b>	373
Amortissement	<b>82</b>	73	<b>292</b>	268
Divers <sup>2</sup>	-	-	-	(20)
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison<sup>1</sup></b>	<b>(14)</b>	29	<b>17</b>	125
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	<b>26</b>	14	<b>69</b>	59
Matériel minier et achats de terrains	<b>15</b>	9	<b>65</b>	38
Contrats de location-financement	<b>2</b>	-	<b>9</b>	-
Entretien planifié d'envergure <sup>3</sup>	<b>7</b>	45	<b>94</b>	219
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>50</b>	68	<b>237</b>	316

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 1 358 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2012, en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et à l'unité 3 de la centrale de Genesee, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

1) Les chiffres aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» 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 et les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation.

2) Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

3) Comprend aucune interruption planifiée au quatrième trimestre de 2013, deux interruptions planifiées au quatrième trimestre de 2012, trois interruptions planifiées en 2013 et six interruptions planifiées en 2012.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 34 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2012 surtout sous l'effet de la hausse des coûts liés au charbon, des prix défavorables du marché, d'une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et d'une hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, le tout partiellement contrebalancé par une baisse des interruptions planifiées à ces mêmes centrales et à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les coûts du charbon ont grimpé par suite de l'augmentation des actifs découlant de la période de transition et de la progression normale de la mine. Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté du fait de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et des frais d'entretien courants plus élevés.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 9 millions de dollars en regard de celle de la période correspondante de 2012 en raison d'une augmentation des actifs.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la diminution des dépenses d'investissement de maintien par rapport à 2012 s'explique en grande partie par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 1 303 GWh en regard de 2012 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, d'une baisse des réductions liées au marché et d'une hausse de la demande de la clientèle des CAÉ, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, découlant en grande partie de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 1 de la centrale de Keephills.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 64 millions de dollars en regard de celui de 2012 sous l'effet de la baisse des prix réalisés, de l'augmentation des pénalités, de la hausse des coûts liés au charbon et de l'accroissement du nombre d'interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, le tout en partie contrebalancé par un nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et une baisse des réductions liées au marché. Les coûts du charbon ont grimpé par suite de l'augmentation des actifs découlant de la période de transition et de la progression normale de la mine.

La dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 24 millions de dollars en regard de celle de 2012 en raison d'une augmentation des actifs et d'une hausse de l'amortissement de la mine, en partie compensées par une diminution des mises hors service d'actifs et l'incidence de la variation des durées d'utilité économique de certaines centrales en 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la baisse des dépenses d'investissement de maintien par rapport à 2012 s'explique en grande partie par le nombre moins élevé d'interruptions planifiées, contrebalancé par l'augmentation des achats de matériel minier.

### Charbon des États-Unis

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Production (GWh)	2 480	2 090	6 711	3 736
Capacité installée (MW)	1 340	1 340	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	113	128	346	368
Combustible et achats d'électricité	84	67	205	150
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>29</b>	<b>61</b>	<b>141</b>	<b>218</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	11	43	39
Réduction de valeur des stocks	1	10	22	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	2	4	6
Répartition des coûts intersectoriels	1	2	6	7
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(1)	-	(1)
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>14</b>	<b>37</b>	<b>66</b>	<b>148</b>
Amortissement	15	12	56	66
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>(1)</b>	<b>25</b>	<b>10</b>	<b>82</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	1	2	6	10
Entretien planifié d'envergure	2	4	10	22
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>3</b>	<b>6</b>	<b>16</b>	<b>32</b>

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 390 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2012, en raison surtout de la répartition économique avantageuse à la centrale thermique de Centralia et de la diminution des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a reculé de 23 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2012 sous l'effet principalement de la baisse des prix, y compris les marges sur les achats d'électricité, contrebalancée en partie par les prix du charbon favorables.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 s'est accrue de 3 millions de dollars comparativement à celle de la période correspondante de 2012 en raison d'une augmentation des actifs.

La production pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 2 975 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2012 grâce à une répartition économique avantageuse à la centrale thermique de Centralia découlant de l'amélioration de la conjoncture du marché. Cette hausse a été contrebalancée par une augmentation des interruptions planifiées à cette même centrale.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 82 millions de dollars par rapport à celui de 2012 en raison des contrats qui viennent à échéance et de la baisse des prix au comptant. Cette diminution a été en partie compensée par les prix du charbon favorables.

La dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué de 10 millions de dollars par rapport à celle de 2012 en raison de l'incidence d'une baisse des actifs imputable aux dépréciations d'actifs.



Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la diminution des dépenses d'investissement de maintien par rapport à 2012 est surtout attribuable à la baisse des dépenses liées aux interruptions planifiées.

**Gaz :** TransAlta possède et exploite des centrales alimentées au gaz naturel au Canada et en Australie. Les produits tirés du 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» dans notre rapport de gestion annuel de 2013.

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Production (GWh) <sup>1</sup>	1 886	1 989	7 854	8 230
Capacité installée (MW) <sup>1</sup>	1 567	1 567	1 567	1 567
Produits des activités ordinaires	144	173	636	607
Combustible et achats d'électricité	48	68	252	226
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>96</b>	<b>105</b>	<b>384</b>	<b>381</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	26	20	100	86
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	3	4
Répartition des coûts intersectoriels	1	-	2	1
Produits tirés des contrats de location-financement	(12)	(12)	(47)	(19)
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(3)	-	(3)
Recouvrement d'assurance	(1)	-	(1)	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>82</b>	<b>99</b>	<b>327</b>	<b>312</b>
Amortissement	28	30	107	109
Divers	-	1	1	3
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>54</b>	<b>68</b>	<b>219</b>	<b>200</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	7	5	17	13
Entretien planifié d'envergure	17	15	41	36
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>24</b>	<b>20</b>	<b>58</b>	<b>49</b>

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la production a diminué de 103 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2012, du fait d'une hausse des réductions liées aux contrats à notre centrale d'Ottawa, en partie contrebalancée par l'effet de la baisse de la demande des clients et des interruptions planifiées moins nombreuses à notre centrale de Sarnia.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 17 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2012 en raison de la baisse des prix et de la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de la hausse des coûts d'entretien courants.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a diminué de 2 millions de dollars en regard de celle de la période correspondante de 2012 du fait de la hausse des mises hors service d'immobilisations.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a diminué de 376 GWh par rapport à celle de 2012, du fait d'une hausse des contrats et des réductions liées au marché à nos centrales d'Ottawa et de Sarnia. Cette hausse a été en partie contrebalancée par les interruptions non planifiées moins nombreuses à notre centrale de Sarnia.

1) Comprend la capacité de production et la participation nette au titre de Fort Saskatchewan, centrale alimentée au gaz naturel comptabilisée comme un contrat de location-financement.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 15 millions de dollars en regard de celui de 2012 en raison de la comptabilisation d'un exercice complet de produits à la centrale de Solomon, acquise en août 2012. Ce résultat a été en partie contrebalancé par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration découlant de la hausse des coûts d'entretien courants.

La dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué de 2 millions de dollars par rapport à 2012 du fait de la baisse des mises hors service d'immobilisations et des variations favorables des taux de change.

**Énergies renouvelables :** *TransAlta possède et exploite des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens au Canada et aux États-Unis. Les produits du secteur 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» dans notre rapport de gestion annuel de 2013.*

### Énergie éolienne

*Au cours de 2013, nos activités commerciales ont démarré au parc éolien de 68 MW de New Richmond, au Québec. Nous avons aussi achevé l'acquisition d'un parc éolien de 144 MW au Wyoming par l'entremise d'une de nos filiales en propriété exclusive. Pour plus de renseignements, se reporter à la rubrique «Événements importants» du rapport de gestion annuel de 2013.*

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Production (GWh)	872	750	2 709	2 583
Capacité installée (MW)	1 077	1 061	1 077	1 061
Produits des activités ordinaires	73	67	237	207
Combustible et achats d'électricité	4	3	13	12
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>69</b>	<b>64</b>	<b>224</b>	<b>195</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9	38	38
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1	5	5
Répartition des coûts intersectoriels	-	-	1	1
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>58</b>	<b>54</b>	<b>180</b>	<b>151</b>
Amortissement	21	18	79	72
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>37</b>	<b>36</b>	<b>101</b>	<b>79</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	2	1	3	2
Entretien planifié d'envergure	3	1	6	2
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>4</b>

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 122 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2012, en raison d'une hausse du volume des ressources éoliennes et du démarrage des activités commerciales à New Richmond, en partie contrebalancés par une augmentation des interruptions non planifiées.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 4 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2012, en raison du démarrage des activités commerciales à la centrale de New Richmond et de la hausse des volumes d'énergie éolienne, le tout en partie contrebalancé par une baisse des prix en Alberta.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 3 millions de dollars comparativement à celle de la période correspondante de 2012 en raison du démarrage des activités commerciales à la centrale de New Richmond.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a augmenté de 126 GWh par rapport à celle de 2012, conséquence du démarrage des activités commerciales à New Richmond.

Le BAIIA aux fins de comparaison pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 29 millions de dollars en regard de celui de 2012, par suite du démarrage des activités commerciales à New Richmond et de la hausse des prix liés à la capacité marchande en Alberta.

La dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a augmenté de 7 millions de dollars comparativement à celle de 2012 en raison du démarrage des activités commerciales à New Richmond.

### Hydroélectricité

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Production (GWh)	368	397	2 085	2 356
Capacité installée (MW)	893	913	893	913
Produits des activités ordinaires	23	40	181	164
Combustible et achats d'électricité	(2)	2	5	7
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>176</b>	<b>157</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	6	31	27
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	-	3	2
Répartition des coûts intersectoriels	-	-	1	1
Recouvrement d'assurance	(6)	-	(6)	-
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>21</b>	<b>32</b>	<b>147</b>	<b>127</b>
Amortissement	6	7	25	29
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>15</b>	<b>25</b>	<b>122</b>	<b>98</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	5	2	9	7
Entretien planifié d'envergure	4	4	5	7
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>9</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>14</b>

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a diminué de 29 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2012, du fait de la diminution des volumes des ressources hydrauliques.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 11 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2012 du fait de la baisse des prix et de la diminution des volumes des ressources hydrauliques.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 est comparable à celle de la période correspondante de 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a diminué de 271 GWh en regard de celle de 2012, du fait de la diminution des volumes des ressources hydrauliques.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 20 millions de dollars par rapport à celui de 2012 en raison des prix favorables. Cette augmentation a été en partie contrebalancée par une diminution des volumes des ressources hydrauliques.

La dotation aux amortissements pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué de 4 millions de dollars en regard de celle de 2012 en raison d'une modification des durées d'utilité des actifs hydrauliques au cours de 2013.

### ***Imputations et reprises pour dépréciation d'actifs***

#### **Énergies renouvelables**

Au cours de 2013, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes totalisant 4 millions de dollars relativement à trois actifs hydroélectriques assujettis à des contrats au sein de nos centrales d'énergies renouvelables. Les actifs ont été dépréciés en raison surtout d'une augmentation des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation futures résultant des évaluations effectuées. Les tests de dépréciation annuels sont fondés sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente découlant des prévisions à long terme. Les pertes de valeur ont été incluses dans le secteur Production.

#### **Capacité marchande en Alberta**

En 2013, dans le cadre du processus annuel d'évaluation de la dépréciation, il a été établi que nos centrales albertaines ayant une capacité marchande importante devraient être considérées comme une unité génératrice de trésorerie («UGT marchande de l'Alberta»). Auparavant, chaque centrale était soumise à un test de dépréciation distinct. Parmi les raisons de ce changement, citons la prise en compte des règlements finaux publiés par le gouvernement fédéral canadien en septembre 2012 qui régissent les émissions de gaz à effet de serre («GES») et qui prévoient, pour les centrales alimentées au charbon canadiennes, une durée d'utilité allant jusqu'à 50 ans; et l'amélioration de notre approche et de nos pratiques en matière de gestion des risques relativement à notre exposition au prix du marché de gros en Alberta. Les règlements finaux prévoient quelques années d'exploitation additionnelles et davantage de souplesse pour nos centrales alimentées au charbon en Alberta, et sont responsables, en partie, de l'élargissement de nos vues quant à la gestion de notre exposition au prix du marché de gros de l'Alberta. Même si aucune perte de valeur n'a été comptabilisée en 2013 pour l'UGT marchande de l'Alberta, les dépréciations avant impôts et taxes totalisant 23 millions de dollars qui avaient été comptabilisées pour les centrales d'énergies renouvelables qui font maintenant partie de l'UGT marchande de l'Alberta ont fait l'objet d'une reprise. Le montant recouvrable de l'UGT marchande de l'Alberta était fondé sur une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente selon une méthode axée sur les flux de trésorerie actualisés, en fonction de nos prévisions à long terme et des prix ayant cours sur le marché.

La reprise avant impôts et taxes est comptabilisée dans le secteur Production.

#### **Centrale thermique de Centralia**

Le projet de loi intitulé TransAlta Energy Bill, et le protocole d'entente qui en fait partie, a été signé le 23 décembre 2011 et établissait un cadre en vue de la transition ordonnée de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia et de la fermeture des unités en 2020 et 2025. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat à long terme en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement mise hors de service en 2025. En raison de ces ententes, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de néant et de 347 millions de dollars dans le secteur Production respectivement au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2012 et de l'exercice clos à cette date. Le test de dépréciation était basé sur la recouvrabilité ou la non-recouvrabilité de la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente.

En 2013 et en 2012, respectivement 28 millions de dollars et 169 millions de dollars 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 aux États-Unis. Nous avons sorti ces actifs du bilan, car il n'était plus probable que nos activités existantes aux États-Unis génèrent un revenu imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser les pertes fiscales sous-jacentes. Une augmentation des produits tirés des activités aux États-Unis nous permettra de réévaluer les actifs d'impôt différé au cours des périodes à venir.

### Reprises

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours des périodes futures si les flux de trésorerie devant être générés par les centrales touchées s'améliorent.

### Placements en titres de capitaux propres

Nos placements dans des coentreprises sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence et comprennent nos placements dans CE Gen, Wailuku, TAMA Transmission et CalEnergy, LLC («CalEnergy»).

Nos participations dans les coentreprises CE Gen et Wailuku comprennent les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers endroits aux États-Unis, dont la capacité de production brute atteint 852 MW (participation véritable nette de 396 MW). Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités d'exploitation, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Disponibilité (%)	94,3	93,8	91,2	94,2
Production (GWh) :				
Gaz	84	90	385	380
Énergies renouvelables	307	279	1 170	1 200
<b>Total de la production</b>	<b>391</b>	<b>369</b>	<b>1 555</b>	<b>1 580</b>

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2012, en raison d'une diminution des interruptions non planifiées.

La production pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 22 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2012, en raison d'un accroissement de la demande des clients et d'une diminution des interruptions non planifiées.

La quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 s'est établie à 5 millions de dollars en regard de 10 millions de dollars pour la période correspondante de 2012. La réduction de la perte est principalement attribuable à un nombre moins élevé d'interruptions non planifiées et aux prix favorables.

La disponibilité pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué par rapport à celle de 2012 du fait de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, la production a diminué de 25 GWh comparativement à celle de 2012, en raison des interruptions planifiées et non planifiées plus nombreuses, en partie contrebalancées par un accroissement de la demande des clients.

La quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 s'est fixée à 10 millions de dollars, comparativement à 15 millions de dollars pour 2012. La réduction de la perte est principalement attribuable aux prix favorables et aux variations favorables des taux de change, le tout en partie contrebalancé par les interruptions planifiées et non planifiées plus nombreuses.

Depuis 2001, une partie importante de la production générée par les centrales de CE Gen fait l'objet de contrats à un prix de l'énergie fixe. Avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> mai 2012, les modalités des contrats ont été remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspond au coût évité à court terme («CECT»). Le CECT est lié au prix du gaz naturel. Rien ne garantit que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1<sup>er</sup> mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

Le 17 septembre 2013, nous avons annoncé que CalEnergy, coentreprise avec MidAmerican Energy Holdings Company, avait conclu avec Salt River Project, entreprise de services publics de l'Arizona, un contrat à long terme pour la production d'énergie géothermique renouvelable d'une capacité de 50 MW pour la période de 2016 à 2039.

Le 18 juin 2013, nous avons aussi annoncé que CalEnergy avait conclu avec la municipalité de Riverside un contrat à long terme pour la production d'énergie géothermique renouvelable d'une capacité de 86 MW pour la période de 2016 à 2039. CalEnergy achètera de l'électricité auprès du portefeuille de centrales géothermiques de CE Gen situées dans l'Imperial Valley, en Californie.

**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» du rapport de gestion annuel de 2013 pour obtenir plus de détails sur la VaR.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques utilise des contrats dont la durée varie pour l'achat et la vente à terme d'électricité et pour l'achat et la vente de gaz naturel et de capacité de transport. Si les activités sont menées pour le compte du secteur Production, les résultats de ces activités sont compris dans ce secteur.

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		Exercices clos les	
	31 décembre		31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Produits des activités ordinaires	26	13	79	3
Combustible et achats d'électricité	-	-	-	-
<b>Marge brute aux fins de comparaison</b>	<b>26</b>	<b>13</b>	<b>79</b>	<b>3</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	8	32	29
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(3)	(14)	(13)
<b>BAlIA aux fins de comparaison</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>61</b>	<b>(13)</b>
Amortissement	-	-	1	-
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>60</b>	<b>(13)</b>

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, le BAIIA du secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté de 12 millions de dollars par suite de la hausse de la valeur découlant des opérations sur les actifs d'électricité et de gaz, d'une gestion prudente des risques, d'une amélioration des marges de la clientèle et d'une conjoncture favorable du marché résultant de conditions météorologiques extrêmes au cours du trimestre.

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013, la répartition intersectorielle a été comparable à celle de la période correspondante de 2012.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté de 74 millions de dollars par rapport à celui de 2012, grâce aux solides résultats des activités de négociation dans tous les marchés et à une gestion prudente des risques. L'augmentation est attribuable aux stratégies de négociation gagnantes en ce qui a trait à la demande d'électricité dans les régions et aux écarts de prix sur l'ensemble des marchés.

***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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	21	19	66	82
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1	1	1
<b>BAIIA aux fins de comparaison</b>	<b>(21)</b>	<b>(20)</b>	<b>(67)</b>	<b>(83)</b>
Amortissement	6	5	23	20
<b>Résultats d'exploitation aux fins de comparaison</b>	<b>(27)</b>	<b>(25)</b>	<b>(90)</b>	<b>(103)</b>
<b>Dépenses d'investissement de maintien :</b>				
Dépenses d'investissement courantes	8	10	22	24
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>	<b>8</b>	<b>10</b>	<b>22</b>	<b>24</b>

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 ont diminué de 16 millions de dollars par rapport à celles de 2012, du fait de la réduction des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au quatrième trimestre de 2012 et de l'attention continue portée à la gestion des coûts, le tout en partie contrebalancé par la baisse entraînée par la méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'organisation. Ce changement de méthode découle principalement de la réorientation des ressources en 2012 qui a permis de séparer plus clairement les activités principales et la croissance.

## CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Intérêt sur la dette	61	60	240	227
Produit d'intérêt	-	(1)	-	(2)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(2)	(2)	(4)
Inefficacité des couvertures	-	1	-	4
Divers	-	(1)	-	-
<b>Charge d'intérêt</b>	<b>61</b>	<b>57</b>	<b>238</b>	<b>225</b>
Désactualisation des provisions	5	3	18	17
<b>Charge d'intérêt nette</b>	<b>66</b>	<b>60</b>	<b>256</b>	<b>242</b>

La variation de la charge d'intérêt nette pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 et l'exercice clos à cette date, par rapport aux périodes correspondantes de 2012, est illustrée ci-dessous :

	Trois mois clos les 31 décembre	Exercice clos les 31 décembre
Charge d'intérêt nette de 2012	60	242
Augmentation de la dette	-	3
Incidence des taux de change défavorables	1	4
Baisse des coûts de financement	(2)	-
Hausse des taux d'intérêt	2	5
Baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	2	2
Baisse de l'inefficacité des couvertures	(1)	(4)
Baisse du produit d'intérêt	1	2
Augmentation de la charge de désactualisation	2	1
Divers	1	1
<b>Charge d'intérêt nette de 2013</b>	<b>66</b>	<b>256</b>



## 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		Exercices clos les	
	2013	31 décembre 2012	2013	31 décembre 2012
Résultat avant impôts sur le résultat	(92)	72	(12)	(445)
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(13)	(12)	(29)	(37)
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	5	10	10	15
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	43	14	103	72
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	-	-	(18)	324
Réduction de valeur des stocks (reprise)	-	(5)	-	-
Provision pour frais de restructuration	-	13	(3)	13
Profit à la vente d'actifs	(2)	-	(12)	(3)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	10	-	25	254
Profit à la vente d'une garantie	-	-	-	(15)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	29	-
Recouvrement d'assurance	(1)	-	(1)	-
Réclamation en Californie	56	-	56	-
Autres éléments non comparables	2	-	7	3
<b>Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, assujéti à l'impôt</b>	<b>8</b>	<b>92</b>	<b>155</b>	<b>181</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(49)	11	(8)	102
Recouvrement d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	15	5	36	25
Charge d'impôts sur le résultat liée à l'imputation (à la reprise) pour dépréciation d'actifs	-	-	(5)	(5)
Charge d'impôts sur le résultat liée à la réduction de valeur des stocks (reprise)	-	(2)	-	-
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à la provision pour frais de restructuration	-	3	(1)	3
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	(1)	-	(2)	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	2	-	6	65
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente de biens donnés en garantie	-	-	-	(4)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) à la sortie du bilan d'actifs d'impôt différé	12	-	(28)	(169)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	-	9
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat lié(e) aux variations des taux d'imposition des sociétés	(2)	-	5	(8)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	7	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la réclamation en Californie	14	-	14	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	1	-	2	1
<b>Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables</b>	<b>(8)</b>	<b>17</b>	<b>26</b>	<b>18</b>
<b>Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)</b>	<b>(100)</b>	<b>18</b>	<b>17</b>	<b>10</b>

La charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a diminué par rapport à celle de la période correspondante de 2012 en raison d'une baisse du résultat aux fins de comparaison et des variations 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, à l'exclusion des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a diminué en regard de celui de la période correspondante de 2012, par suite des variations 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.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a augmenté par rapport à celle de 2012, par suite de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens au cours de l'exercice précédent et des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2013, le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, a augmenté en regard de celui de 2012, par suite des variations du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens au cours de l'exercice précédent.

## **PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE**

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 a augmenté de 1 million de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2012, en raison surtout de la hausse du résultat de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»). Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 a diminué de 8 millions de dollars en regard de celui de 2012, en raison surtout de la baisse du résultat de TransAlta Cogeneration, L.P.

## **MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES**

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un sous-total qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas un poste minimum selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas présentée ailleurs dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Résultats d'exploitation» à nos comptes de résultat consolidés pour les périodes de trois mois closes les 31 décembre 2013 et 2012 et les exercices clos à ces dates. La présentation de ces éléments fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

## **MESURES NON CONFORMES AUX IFRS**

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs opérationnels selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après, et ailleurs dans le présent communiqué de presse, 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 non conformes aux IFRS ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

La présentation du résultat aux fins de comparaison, de la marge brute aux fins de comparaison, des résultats d'exploitation aux fins de comparaison et du 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. 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. Dans le calcul des mesures du résultat aux fins de comparaison, nous avons également exclu la réduction de valeur des stocks de charbon de 2012, puisque la comptabilisation de la réduction de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les trimestres précédents.

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

	Trois mois clos le 31 décembre 2013			Exercice clos le 31 décembre 2013		
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	587	43 <sup>1</sup>	630	2 292	103 <sup>1</sup>	2 395
Combustible et achats d'électricité	278	-	278	926	-	926
<b>Marge brute</b>	<b>309</b>	<b>43</b>	<b>352</b>	<b>1 366</b>	<b>103</b>	<b>1 469</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	140	-	140	516	(5) <sup>9</sup>	511
Réduction de valeur des stocks	1	-	1	22	-	22
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	-	5	27	-	27
Produits tirés des contrats de location-financement	(12)	-	(12)	(46)	(1) <sup>10</sup>	(47)
Recouvrement d'assurance	-	(7) <sup>2</sup>	(7)	-	(7) <sup>2</sup>	(7)
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(1) <sup>3</sup>	(1)	-	(2) <sup>3</sup>	(2)
Amortissement de la mine	-	(16) <sup>4</sup>	(16)	-	(58) <sup>4</sup>	(58)
<b>BAIIA</b>	<b>175</b>	<b>67</b>	<b>242</b>	<b>847</b>	<b>176</b>	<b>1 023</b>
Amortissement	143	15 <sup>5</sup>	158	525	58 <sup>5</sup>	583
Reprise au titre de la dépréciation d'actifs	-	-	-	(18)	18	-
Provision pour frais de restructuration	-	-	-	(3)	3 <sup>6</sup>	-
Divers	-	-	-	-	1 <sup>10</sup>	1
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>32</b>	<b>52</b>	<b>84</b>	<b>343</b>	<b>96</b>	<b>439</b>
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	-	(5)	(10)	-	(10)
Réclamation en Californie	(56)	56 <sup>6</sup>	-	(56)	56 <sup>6</sup>	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(10)	10 <sup>6</sup>	-	(25)	25 <sup>6</sup>	-
Profit à la vente d'actifs	2	(2) <sup>6</sup>	-	12	(12) <sup>6</sup>	-
Profit de change	3	-	3	1	-	1
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	(29)	29 <sup>6</sup>	-
Recouvrement d'assurance	8	(8) <sup>7</sup>	-	8	(8) <sup>7</sup>	-
<b>Résultat avant intérêts et impôts</b>	<b>(26)</b>	<b>108</b>	<b>82</b>	<b>244</b>	<b>186</b>	<b>430</b>
Charge d'intérêt nette	66	-	66	256	-	256
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(49)	41 <sup>8</sup>	(8)	(8)	34 <sup>8</sup>	26
<b>Résultat net</b>	<b>(43)</b>	<b>67</b>	<b>24</b>	<b>(4)</b>	<b>152</b>	<b>148</b>
Participations ne donnant pas le contrôle	13	-	13	29	-	29
<b>Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta</b>	<b>(56)</b>	<b>67</b>	<b>11</b>	<b>(33)</b>	<b>152</b>	<b>119</b>
Dividendes sur actions privilégiées	10	-	10	38	-	38
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(66)</b>	<b>67</b>	<b>1</b>	<b>(71)</b>	<b>152</b>	<b>81</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	268		268	264		264
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(0,25)</b>		<b>0,00</b>	<b>(0,27)</b>		<b>0,31</b>

1) Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.

2) Tranche comparable du recouvrement d'assurance reçu.

3) Profit à la vente d'immobilisations corporelles qui est inclus dans le poste Amortissement aux fins de présentation.

4) Amortissement de la mine qui est inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité aux fins de présentation.

5) Total des ajustements pour tenir compte du profit à la vente d'immobilisations corporelles, de l'amortissement de la mine et des frais d'entretien liés aux inondations.

6) Élément non comparable.

7) Reclassement aux fins de l'inclusion dans le BAIIA.

8) Incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.

9) Frais d'entretien liés aux inondations.

10) Diminution des créances au titre des contrats de location-financement.

	Trois mois clos le 31 décembre 2012 (Retraité)*		Exercice clos le 31 décembre 2012 (Retraité)*		Total aux fins de comparaison	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total	Ajustements aux fins de comparaison		
Produits des activités ordinaires	646	14 <sup>1</sup>	660	2 210	52 <sup>9</sup>	2 262
Combustible et achats d'électricité	245	5 <sup>2</sup>	250	753	25 <sup>2</sup>	778
Marge brute	401	9	410	1 457	27	1 484
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	120	-	120	499	(3) <sup>10</sup>	496
Réduction de valeur des stocks	10	-	10	44	(25) <sup>2</sup>	19
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	6	-	6	28	-	28
Produits tirés des contrats de location-financement	(11)	(1) <sup>3</sup>	(12)	(16)	(3) <sup>3</sup>	(19)
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(11) <sup>4</sup>	(11)	-	(14) <sup>4</sup>	(14)
Amortissement de la mine	-	(15) <sup>5</sup>	(15)	-	(41) <sup>5</sup>	(41)
BAIIA	276	36	312	902	113	1 015
Amortissement	119	26 <sup>6</sup>	145	509	55 <sup>6</sup>	564
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	-	-	324	(324) <sup>7</sup>	-
Provision pour frais de restructuration	13	(13) <sup>7</sup>	-	13	(13) <sup>7</sup>	-
Divers	-	1	1	-	(17) <sup>11</sup>	(17)
Résultats d'exploitation	144	22	166	56	412	468
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(10)	-	(10)	(15)	-	(15)
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	(254)	254 <sup>7</sup>	-
Profit à la vente d'actifs	-	-	-	3	(3) <sup>7</sup>	-
Autres produits	-	-	-	1	-	1
Perte de change	(2)	-	(2)	(9)	-	(9)
Profit à la vente d'une garantie	-	-	-	15	(15) <sup>7</sup>	-
Résultat avant intérêts et impôts	132	22	154	(203)	648	445
Charge d'intérêt nette	60	-	60	242	-	242
Charge d'impôts sur le résultat	11	6 <sup>8</sup>	17	102	(84) <sup>8</sup>	18
Résultat net	61	16	77	(547)	732	185
Participations ne donnant pas le contrôle	12	-	12	37	-	37
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	49	16	65	(584)	732	148
Dividendes sur actions privilégiées	10	-	10	31	-	31
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	39	16	55	(615)	732	117
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	255		255	235		235
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,15		0,22	(2,62)		0,50

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

- 1) Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces.
- 2) Tranche non comparable de la réduction de valeur des stocks.
- 3) Diminution des créances au titre des contrats de location-financement.
- 4) Profit à la vente d'immobilisations corporelles qui est inclus dans le poste Amortissement aux fins de présentation.
- 5) Amortissement de la mine qui est inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité aux fins de présentation.
- 6) Total des ajustements pour tenir compte du profit à la vente d'immobilisations corporelles et de l'amortissement de la mine.
- 7) Élément non comparable.
- 8) Incidence fiscale nette de tous les éléments non comparables.
- 9) Comprend l'incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces et l'incidence sur les produits des activités ordinaires liée aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance à des fins de comparaison d'une période à l'autre.
- 10) Sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer.
- 11) Total des ajustements nets pour tenir compte des produits des activités ordinaires liés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et diminution des créances au titre des contrats de location-financement.

**Fonds provenant des activités d'exploitation, flux de trésorerie disponibles, fonds provenant des activités d'exploitation par action et flux de trésorerie disponibles par action**

La présentation de ces éléments 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. Depuis 2013, nous avons ajusté le calcul des flux de trésorerie disponibles afin qu'ils reflètent les fonds provenant des activités d'exploitation déduction faite des dépenses d'investissement de maintien, des dividendes versés sur les actions privilégiées et des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales. 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 l'exercice comme suit :

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	165	245	765	520
Incidence sur le fonds de roulement de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	204
Incidence sur le fonds de roulement de la réclamation en Californie	27	-	27	-
Règlement des frais de restructuration	-	5	5	5
Frais d'entretien liés aux inondations	-	-	5	-
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1	1	3
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(13)	(37)	(74)	56
Fonds provenant des activités d'exploitation	179	214	729	788
Déduire :				
Dépenses d'investissement de maintien	(96)	(112)	(341)	(439)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(11)	(38)	(32)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(12)	(17)	(55)	(59)
Flux de trésorerie disponibles	61	74	295	258
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	268	255	264	235
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation par action</b>	<b>0,67</b>	<b>0,84</b>	<b>2,76</b>	<b>3,35</b>
<b>Flux de trésorerie disponibles par action</b>	<b>0,23</b>	<b>0,29</b>	<b>1,12</b>	<b>1,10</b>

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 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
BAIIA aux fins de comparaison	242	312	1 023	1 015
(Profit) perte latent(e) sur les activités de gestion du risque	(11)	(17)	(27)	27
Incidence sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance pour permettre la comparaison d'une période à l'autre	-	-	-	20
Charge au titre des intérêts au comptant	(61)	(57)	(238)	(225)
Provisions	1	(6)	11	11
Charge d'impôts sur le résultat au comptant	(3)	(4)	(39)	(13)
Perte de change réalisée	(3)	(4)	-	(4)
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(9)	(24)	(34)
Provision pour frais de restructuration	-	(13)	3	(13)
Profit à la vente d'actifs	2	-	-	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	(211)
Profit à la vente d'une garantie	-	-	-	15
Incidence sur le fonds de roulement de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	-	-	204
Règlement des frais de restructuration	-	5	5	5
Frais d'entretien liés aux inondations	-	-	5	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	17	7	10	(9)
<b>Fonds provenant des activités d'exploitation</b>	<b>179</b>	<b>214</b>	<b>729</b>	<b>788</b>

## TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 et l'exercice clos à cette date comparativement aux périodes correspondantes de 2012 :

<b>Trois mois clos les 31 décembre</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	55	71	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	165	245	Variation défavorable des soldes du fonds de roulement de 29 millions de dollars et recul du résultat en trésorerie de 51 millions de dollars, déduction faite d'une incidence de 27 millions de dollars associée à la réclamation en Californie
Activités d'investissement	(244)	(226)	Acquisition totalisant 109 millions de dollars pour le parc éolien du Wyoming, diminution des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 28 millions de dollars et hausse des placements en titres de capitaux propres de 7 millions de dollars, partiellement contrebalancées par une diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 100 millions de dollars, une augmentation des autres éléments de 13 millions de dollars et une baisse des profits réalisés sur les instruments financiers de 9 millions de dollars
Activités de financement	66	(64)	Augmentation des emprunts en vertu de facilités de crédit de 413 millions de dollars, hausse des profits réalisés sur les instruments financiers de 56 millions de dollars et augmentation du produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 10 millions de dollars, en partie neutralisées par une augmentation des paiements sur la dette à long terme de 318 millions de dollars et une hausse des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 34 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	-	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	42	27	



<b>Exercices clos les 31 décembre</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Principaux facteurs expliquant le changement</b>
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	27	49	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	765	520	Variations favorables du fonds de roulement de 307 millions de dollars, en partie contrebalancées par un recul du résultat en trésorerie de 62 millions de dollars, déduction faite d'une incidence de 27 millions de dollars associée au règlement en Californie en 2013 et d'une incidence de 204 millions de dollars associée à l'arbitrage aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en 2012
Activités d'investissement	(703)	(1 048)	Diminution des acquisitions de contrats de location-financement de 312 millions de dollars, baisse des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 149 millions de dollars, augmentation des profits réalisés sur les instruments financiers de 26 millions de dollars et hausse du produit à la vente d'immobilisations corporelles de 11 millions de dollars, en partie contrebalancées par l'acquisition du parc éolien du Wyoming de 109 millions de dollars, une augmentation des placements en capitaux propres de 17 millions de dollars, l'incidence négative nette de 12 millions de dollars liée aux changements des garanties reçues de contreparties ou payées à celles-ci, et une baisse des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement de 27 millions de dollars
Activités de financement	(47)	504	Recul du produit tiré de l'émission d'actions ordinaires de 293 millions de dollars, diminution des emprunts puisés sur les facilités de crédit de 271 millions de dollars, découlant en partie de l'utilisation du produit net reçu de la vente de la participation ne donnant pas le contrôle dans TransAlta Renewables aux fins du règlement des emprunts sur notre facilité de crédit, baisse du produit tiré de l'émission d'actions privilégiées de 217 millions de dollars, augmentation des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 12 millions de dollars, en partie neutralisés par une augmentation du produit de la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale de 207 millions de dollars, une hausse des profits réalisés sur les instruments financiers de 46 millions de dollars, une diminution des paiements sur la dette à long terme de 14 millions de dollars et un accroissement du produit tiré de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 10 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	-	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	42	27	

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

### **Capital social**

Le 19 février 2014, nous avons 270,4 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 et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang de série E en circulation. Au 31 décembre 2013, nous avons 268,2 millions d'actions ordinaires (254,7 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation et 32,0 millions d'actions privilégiées (32,0 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation.

Nous émettons des actions ordinaires pour un produit au comptant à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions ou du réinvestissement de dividendes. En février 2012, nous avons ajouté une composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> à notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions (le «régime»). Se reporter à la note 31 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les modifications. Le 8 mai 2013, nous avons annoncé que, compte tenu de la faiblesse actuelle du cours de l'action, nous allions suspendre la composante Dividende Bonifié<sup>MC</sup> de notre régime après le versement du dividende trimestriel le 1<sup>er</sup> juillet 2013. Notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires, des composantes du régime, demeure en vigueur aux conditions actuelles.

Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2013, 1,9 million d'actions ordinaires ont été émises pour 25 millions de dollars, ce qui comprend essentiellement les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de la période de trois mois close le 31 décembre 2012, 3,6 millions d'actions ordinaires avaient été émises pour 49 millions de dollars, ce qui comprend essentiellement les actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne et les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013, 13,5 millions d'actions ordinaires ont été émises pour 186 millions de dollars, ce qui comprend essentiellement les dividendes réinvestis en vertu du régime. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2012, 31,1 millions d'actions ordinaires avaient été émises pour 456 millions de dollars, ce qui comprend essentiellement les actions ordinaires émises dans le cadre d'un appel public à l'épargne et les dividendes réinvestis en vertu du régime.

## PERSPECTIVES POUR 2014

### **Contexte d'affaires**

#### **Prix de l'électricité**

En 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 et de la réduction des interruptions planifiées aux fins d'entretien sur les marchés. Toutefois, les prix pourraient varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel et d'une baisse prévue de la production hydroélectrique par rapport à 2013.

#### **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 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 possible, 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 répondre à ces exigences réglementaires. Pour plus de renseignements sur les règlements canadiens visant la réduction des GES, voir la rubrique «Événements importants» du rapport de gestion annuel de 2013.

De plus, des pourparlers sont en cours entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux concernant la mise sur pied d'un système national de gestion de la qualité de l'air pour les polluants atmosphériques. Dans la stratégie pour l'air pur que l'Alberta a récemment publiée, la province a indiqué que son système de gestion de la qualité de l'air sera opérationnel avec tout système national. Selon nos perspectives actuelles pour l'Alberta, les règlements provinciaux seront considérés comme équivalant à tout accord-cadre national futur.

Le 21 janvier 2013, le gouvernement de l'Ontario a publié un document de travail visant à 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.

Aux États-Unis, le projet d'action sur le climat mis de l'avant par le président Obama fournit des indications quant à la manière dont la réglementation sur les GES pourrait être adoptée pour les centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles, mais nous prévoyons que sa mise en œuvre prendra plusieurs années. L'entente que nous avons conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation de l'État relativement à l'instauration d'un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025. Nous prévoyons que cette entente pourrait limiter la prise de mesures fédérales distinctes par l'Agence américaine de protection de l'environnement. En outre, de nouveaux règlements fédéraux sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus, mais ne devraient pas toucher directement nos centrales alimentées au charbon dans l'État de Washington.

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, la taxe sur le carbone mise en œuvre en juillet 2012 demeure en vigueur. Toutefois, le 13 novembre 2013, le gouvernement libéral récemment élu a présenté une loi visant à abroger la taxe sur le carbone d'ici juillet 2014 et à la remplacer par un plan d'action directe (Direct Action plan) visant à financer les mesures prises par le secteur pour la réduction des émissions. La loi n'a pas encore été adoptée. Les centrales alimentées au gaz de TransAlta sont assujetties à l'impôt, mais tous les frais connexes sont transférés aux clients qui sont sous contrat.

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

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales électriques nécessitent l'intervention de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes ont intenté des actions contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous faisons un suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

### **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 en 2013. 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 2014 en raison surtout du démarrage des activités commerciales à notre centrale de Solomon, en Australie. Avant l'incidence de la répartition économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître en 2014 en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées. La disponibilité globale devrait être de 88 % à 90 % en 2014.

#### **Flux de trésorerie contractuels**

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 72 % 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 de 2013, environ 88 % 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 mégawattheure («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 10 % à 12 % moins élevés qu'en 2013 en raison du fonctionnement, pendant une année complète, 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 de 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. Pour plus de renseignements sur les imputations pour dépréciation des stocks comptabilisées en 2013, voir la rubrique «Événements importants» du rapport de gestion annuel de 2013.

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'une année 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 protéger 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 du marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées aux lois. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nous visons à ce que la contribution du secteur Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 50 millions de dollars à 65 millions de dollars pour l'exercice.

### **Exposition aux fluctuations des taux de change**

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro et au dollar australien en compensant les actifs libellés en devises au moyen de passifs libellés en monnaies étrangères et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêt, qui compensent dans une grande mesure nos produits nets libellés en monnaies étrangères.

### **Charge d'intérêt nette**

La charge d'intérêt nette de 2014 devrait demeurer semblable à celle de 2013. 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 dans la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» du rapport de gestion annuel de 2013, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques actuelles. En raison de la présente 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 pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

### **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**

Voici un résumé des projets de croissance et d'envergure en cours :

	<b>Total – Projet</b>		<b>2014</b>	<b>Date</b>	
	<b>Dépenses estimées</b>	<b>Dépenses à ce jour</b>	<b>Dépenses estimées</b>	<b>d'achèvement prévue</b>	<b>Détails</b>
<b>Projet de croissance</b>					
Gazoduc en Australie	86	-	86	T1 2015	Gazoduc de 270 kilomètres pour approvisionner en gaz naturel notre centrale de Solomon en Australie-Occidentale
Transport	10	-	10	T4 2014	Transport réglementé qui obtient un rendement sur le capital investi
Prolongation de la durée d'utilisation de centrales hydroélectriques	15-20	-	15-20	T4 2014	Remplacement de la génératrice et améliorations des roues de turbines pour prolonger la durée d'utilisation de certaines centrales
<b>Total des projets de croissance et des projets d'envergure</b>	<b>111-116</b>	<b>-</b>	<b>111-116</b>		

### *Transport*

Pour la période de trois mois close le 31 décembre 2013 et l'exercice clos à cette date, un total de respectivement 2 millions de dollars et 2 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les projets de transport comprennent d'importants travaux d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'améliorer le système de transport et d'accroître la capacité énergétique sur les lignes.

## 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 en 2013	Dépenses prévues en 2014
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	126	110-115
Matériel minier et achats de terrains <sup>1</sup>	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	53	45-50
Contrats de location-financement	Paiements liés à du matériel minier en vertu de contrats de location-financement	9	5-10
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	153	175-190
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien</b>		<b>341</b>	<b>335-365</b>
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à accroître l'efficacité de la production d'électricité et initiatives d'amélioration à l'échelle de la Société	33	10-15
<b>Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité</b>		<b>374</b>	<b>345-380</b>

Au cours de l'exercice, nous avons fait l'acquisition de matériel minier pour un prix totalisant 33 millions de dollars en vertu de contrats de location-financement et nous avons effectué des remboursements de capital d'un montant de 9 millions de dollars.

Notre programme d'entretien d'envergure planifié 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 planifiés 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
Incorporés dans le coût de l'actif	120-130	55-60	175-190
Passés en charges	-	0-5	0-5
	120-130	55-65	175-195

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu
GWh perdus	2 200-2 210	400-410	2 600-2 620

## Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux 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 projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets d'investissement liés 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.

1) Un montant additionnel de 12 millions de dollars se rapportant au matériel minier utilisé n'est pas exigible avant 2014.

## MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board, mais qui ne sont pas encore en vigueur et qui n'ont pas encore été appliquées, sont les suivantes : IFRS 9, *Instruments financiers*, IAS 32, *Instruments financiers : Présentation, et Entités d'investissement* (modifications à l'IFRS 10, à l'IFRS 11 et à l'IAS 27). Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour plus de renseignements.

## PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T1 2013	T2 2013	T3 2013	T4 2013
Produits des activités ordinaires	540	542	623	<b>587</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(11)	15	(9)	<b>(66)</b>
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué	(0,04)	0,06	(0,03)	<b>(0,25)</b>
Résultat par action aux fins de comparaison	0,12	0,03	0,15	<b>0,00</b>

	T1 2012	T2 2012	T3 2012	T4 2012
Produits des activités ordinaires	644	398	522	646
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	88	(798)	56	39
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué	0,39	(3,52)	0,24	0,15
Résultat par action aux fins de comparaison	0,20	(0,10)	0,18	0,22

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.

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent communiqué de presse, 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 (collectivement désignés aux présentes par les «énoncés prospectifs») au sens des dispositions «d'exonération» 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», «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 communiqué de presse renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et au rendement financier attendu, dont, par exemple : le calendrier, l'achèvement et la mise en service de projets en cours, y compris les projets d'envergure et leurs coûts connexes; les attentes quant aux mesures que prendra l'Alberta Electric System Operator pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau de transport de l'Alberta; les dépenses estimées engagées dans le cadre des inondations de 2013 en 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, la capacité accrue et les 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; les attentes au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles; les enquêtes et les litiges; les attentes relatives au renouvellement des conventions collectives; les attentes quant à la capacité d'avoir 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, y compris 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; 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 rapide; 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 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; et la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard de la clôture de l'acquisition du parc éolien du Wyoming. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» du 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**
*(en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)*

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012 <i>(Retraité)*</i>	2013	2012 <i>(Retraité)*</i>
Non audité				
Produits des activités ordinaires	587	646	2 292	2 210
Combustible et achats d'électricité	278	245	926	753
<b>Marge brute</b>	<b>309</b>	<b>401</b>	<b>1 366</b>	<b>1 457</b>
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	140	120	516	499
Amortissement	143	119	525	509
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	-	-	(18)	324
Réduction de valeur des stocks	1	10	22	44
Provision pour frais de restructuration	-	13	(3)	13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	5	6	27	28
<b>Résultats d'exploitation</b>	<b>20</b>	<b>133</b>	<b>297</b>	<b>40</b>
Produits tirés des contrats de location-financement	12	11	46	16
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	(5)	(10)	(10)	(15)
Réclamation en Californie	(56)	-	(56)	-
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(10)	-	(25)	(254)
Profit à la vente d'actifs	2	-	12	3
Autres produits	-	-	-	1
Profit (perte) de change	3	(2)	1	(9)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	(29)	-
Profit à la vente d'une garantie	-	-	-	15
Recouvrement d'assurance	8	-	8	-
Charge d'intérêt nette	(66)	(60)	(256)	(242)
<b>Résultat avant impôts sur le résultat</b>	<b>(92)</b>	<b>72</b>	<b>(12)</b>	<b>(445)</b>
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(49)	11	(8)	102
<b>Résultat net</b>	<b>(43)</b>	<b>61</b>	<b>(4)</b>	<b>(547)</b>
<b>Résultat net attribuable aux :</b>				
Actionnaires de TransAlta	(56)	49	(33)	(584)
Participations ne donnant pas le contrôle	13	12	29	37
	(43)	61	(4)	(547)
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(56)	49	(33)	(584)
Dividendes sur actions privilégiées	10	10	38	31
<b>Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires</b>	<b>(66)</b>	<b>39</b>	<b>(71)</b>	<b>(615)</b>
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)</b>	<b>268</b>	<b>255</b>	<b>264</b>	<b>235</b>
<b>Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué</b>	<b>(0,25)</b>	<b>0,15</b>	<b>(0,27)</b>	<b>(2,62)</b>

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2013	2012	2013	2012
Non audité		(Retraité)*		(Retraité)*
<b>Résultat net</b>	<b>(43)</b>	61	<b>(4)</b>	(547)
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>	3	3	31	(23)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>	-	1	-	(2)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>	-	2	1	5
<b>Total des éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net</b>	<b>3</b>	6	<b>32</b>	(20)
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	21	13	37	(23)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup>	(21)	(12)	(35)	13
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>5</sup>	96	6	76	(12)
Reclassement en résultat net des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>6</sup>	(20)	(20)	(24)	(6)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes <sup>7</sup>	-	2	-	-
<b>Total des éléments qui seront reclassés en résultat net</b>	<b>76</b>	(11)	<b>54</b>	(28)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>79</b>	(5)	<b>86</b>	(48)
<b>Total du résultat global</b>	<b>36</b>	56	<b>82</b>	(595)
<b>Total du résultat global attribuable aux :</b>				
Porteurs d'actions ordinaires	18	44	41	(626)
Participations ne donnant pas le contrôle	18	12	41	31
	<b>36</b>	56	<b>82</b>	(595)

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et de 11 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (charge de 2 et recouvrement de 8 en 2012).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (néant et recouvrement de 1 en 2012).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de néant et de 1 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (recouvrement de 1 et de 2 en 2012).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 et de 5 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (recouvrement de 1 et charge de 2 en 2012).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 38 et de 12 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (néant et charge de 4 en 2012).

6) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 4 et de 1 respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (charge de 7 et de 20 en 2012).

7) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant respectivement pour la période de trois mois et l'exercice clos le 31 décembre 2013 (charge de 1 et néant en 2012).

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

	31 décembre 2013	31 décembre 2012 (Retraité)*
<b>Non audité</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42	27
Créances clients	473	597
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	2
Garanties versées	20	19
Charges payées d'avance	12	7
Actifs de gestion du risque	112	201
Stocks	77	93
Impôts sur le résultat à recevoir	8	4
	<b>747</b>	<b>950</b>
Placements	192	172
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	377	357
Immobilisations corporelles		
Coût	12 024	11 481
Amortissement cumulé	(4 831)	(4 437)
	<b>7 193</b>	<b>7 044</b>
Goodwill	460	447
Immobilisations incorporelles	323	284
Actifs d'impôt différé	118	90
Actifs de gestion du risque	276	69
Autres actifs	97	90
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 783</b>	<b>9 503</b>
<b>Dettes</b>		
Dettes fournisseurs et charges à payer	447	495
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	16	33
Garanties reçues	-	2
Passifs de gestion du risque	84	167
Impôts sur le résultat à payer	3	7
Dividendes à verser	85	75
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	8	-
Partie courante de la dette à long terme	209	607
	<b>852</b>	<b>1 386</b>
Dettes à long terme	4 113	3 610
Obligations au titre des contrats de location-financement	17	-
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	316	279
Passifs d'impôt différé	459	473
Passifs de gestion du risque	263	106
Crédits différés et autres passifs non courants	340	301
Capitaux propres		
Actions ordinaires	2 913	2 726
Actions privilégiées	781	781
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(735)	(362)
Cumul des autres éléments du résultat global	(62)	(136)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 906	3 018
Participations ne donnant pas le contrôle	517	330
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>3 423</b>	<b>3 348</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 783</b>	<b>9 503</b>

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

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

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Résultats non distribués (déficit) (Retraité)*	Cumul des autres éléments du résultat global (Retraité)*	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2011	2 273	562	9	524	(94)	3 274	358	3 632
Résultat net	-	-	-	(584)	-	(584)	37	(547)
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(10)	(10)	-	(10)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(9)	(9)	(6)	(15)
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(23)	(23)	-	(23)
<b>Total du résultat global</b>				<b>(584)</b>	<b>(42)</b>	<b>(626)</b>	<b>31</b>	<b>(595)</b>
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(271)	-	(271)	-	(271)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(31)	-	(31)	-	(31)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(59)	(59)
Émission d'actions ordinaires	453	-	-	-	-	453	-	453
Émission d'actions privilégiées	-	219	-	-	-	219	-	219
Solde au 31 décembre 2012	2 726	781	9	(362)	(136)	3 018	330	3 348
Résultat net	-	-	-	(33)	-	(33)	29	(4)
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 sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	41	41	12	53
Profits actuariels nets sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	31	31	-	31
<b>Total du résultat global</b>				<b>(33)</b>	<b>74</b>	<b>41</b>	<b>41</b>	<b>82</b>
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(306)	-	(306)	-	(306)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(38)	-	(38)	-	(38)
Création de TransAlta Renewables Inc.	-	-	-	4	-	4	206	210
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(60)	(60)
Émission d'actions ordinaires	187	-	-	-	-	187	-	187
<b>Solde au 31 décembre 2013</b>	<b>2 913</b>	<b>781</b>	<b>9</b>	<b>(735)</b>	<b>(62)</b>	<b>2 906</b>	<b>517</b>	<b>3 423</b>

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

**TRANSALTA CORPORATION**
**TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**
*(en millions de dollars canadiens)*

	Trois mois clos les		Exercices clos les	
	2013	31 décembre 2012 <i>(Retraité)*</i>	2013	31 décembre 2012 <i>(Retraité)*</i>
Non audité				
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	(43)	61	(4)	(547)
Amortissement	160	145	585	564
Profit à la vente d'actifs	-	-	(12)	(3)
Réclamation en Californie	28	-	28	-
Désactualisation des provisions	5	3	18	17
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(5)	(9)	(24)	(34)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(52)	7	(47)	89
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	32	(3)	76	99
(Profit de change latent) perte de change latente	(6)	(2)	(1)	5
Provisions	1	(6)	11	11
Imputation (reprise) pour dépréciation d'actifs	-	-	(18)	324
Remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	10	-	25	43
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, déduction faite des distributions reçues	5	9	10	14
Autres éléments sans effet de trésorerie	17	3	44	(6)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	152	208	691	576
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	13	37	74	(56)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	165	245	765	520
<b>Activités d'investissement</b>				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(119)	(218)	(561)	(703)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(11)	(12)	(32)	(39)
Acquisition de contrats de location-financement	-	-	-	(312)
Acquisition de placements en titres de capitaux propres	(7)	-	(17)	-
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	3	3	14	3
Produit de la vente de centrales et de projets de mise en valeur	-	-	-	3
Résolution de certaines questions fiscales en suspens	2	-	2	9
Profits (pertes) réalisé(e)s sur les instruments financiers	(2)	(12)	14	(13)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	-	(1)	(1)	(13)
Augmentation (diminution) nette des garanties versées aux contreparties	(2)	(3)	-	24
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	1	1	3
Acquisition d'un parc éolien au Wyoming	(109)	-	(109)	-
Divers	13	-	15	(8)
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(12)	16	(29)	(2)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(244)	(226)	(703)	(1 048)
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit	51	(362)	(119)	152
Remboursement de la dette à long terme	(320)	(2)	(328)	(314)
Émission de dette à long terme	398	388	398	388
Dividendes versés sur actions ordinaires	(52)	(18)	(116)	(104)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(10)	(11)	(38)	(32)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	-	-	-	293
Produit net de l'émission d'actions privilégiées	-	-	-	217
Produit net à la vente d'une participation ne donnant pas le contrôle dans une filiale	-	-	207	-
Profits réalisés sur les instruments financiers	15	(41)	15	(31)
Distributions versées aux participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(12)	(17)	(55)	(59)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(2)	-	(9)	-
Divers	(2)	(1)	(2)	(6)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	66	(64)	(47)	504
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	(13)	(45)	15	(24)
<b>Incidence de la conversion sur les liquidités en monnaies étrangères</b>	-	1	-	2
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	(13)	(44)	15	(22)
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	55	71	27	49
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	42	27	42	27
Impôts sur le résultat au comptant payés	13	6	46	30
Intérêts au comptant payés	81	72	240	234

\* Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 pour plus de renseignements sur les retraitements.

## INFORMATION SUPPLÉMENTAIRE

		31 décembre 2013	31 décembre 2012
Cours de clôture (TSX) (\$)		13,48	15,12
Fourchette du cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Élevé	16,86	21,37
	Bas	12,91	14,11
Dette sur le capital investi (%)		55,6	55,6
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours <sup>1</sup> (%)		53,3	53,3
Dette sur le capital investi, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement et la dette sans recours (%)		55,7	55,6
Ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison (multiple) <sup>2</sup>		4,2	4,1
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		(3,1)	(23,7)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		3,6	4,5
Rendement du capital investi <sup>2</sup> (%)		2,8	(3,1)
Rendement du capital investi aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		5,2	5,3
Dividendes en espèces par action <sup>2</sup> (\$)		1,16	1,16
Cours/résultat aux fins de comparaison <sup>2</sup> (multiple)		43,5	30,2
Couverture par le résultat <sup>2</sup> (multiple)		0,9	(1,1)
Ratio de distribution fondé sur le résultat net <sup>2</sup> (%)		(431,0)	(44,1)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		377,8	231,6
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation <sup>1,2,3</sup> (%)		42,0	34,4
Rendement des actions <sup>2</sup> (%)		8,6	7,7
Flux de trésorerie ajustés sur la dette <sup>2,3</sup> (%)		16,9	19,0
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie <sup>2,3</sup> (multiple)		4,0	4,4

1) Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation financière de la Société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. Ces ratios sont des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la liquidité 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 communiqué de presse.

2) Pour les 12 derniers mois.

3) Ces ratios de décembre 2013 ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de la réclamation en Californie. Ces ratios de décembre 2012 ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.



## FORMULES DES RATIOS

**Dette sur le capital investi** = dette à long terme y compris la partie courante – trésorerie et équivalents de trésorerie / dette à long terme y compris la partie courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires – trésorerie et équivalents de trésorerie

**Dette sur le BAIIA aux fins de comparaison** = dette à long terme y compris la tranche courante – trésorerie et équivalents de trésorerie / 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 / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

**Rendement du capital utilisé** = 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 / moyenne du 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 porteurs d'actions + impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / intérêt sur la dette – 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

**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 les variations du fonds de roulement / moyenne de la dette totale – moyenne de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

**Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés** = flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêt sur la dette – produit d'intérêt – intérêts incorporés dans le coût de l'actif / intérêt sur la dette – produit d'intérêt

## GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

**British Thermal Unit (BTU)** – Mesure de l'énergie. Quantité d'énergie nécessaire pour élever d'un degré Fahrenheit une livre d'eau lorsque la température de l'eau avoisine 39,2 degrés Fahrenheit.

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

**Énergie géothermique** – L'énergie provient d'une turbine à vapeur. La turbine est entraînée par la vapeur produite par de l'eau chaude ou par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur se trouvant dans les roches ou fluides à diverses profondeurs dans le sol. L'énergie est extraite par forage et/ou pompage.

**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 aux termes des CAÉ.

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

**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 et 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.

**Marge électricité-combustible** – Mesure de la marge brute, soit le prix de vente moins le coût du gaz naturel, par MW.

**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.

**Turbine** – Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

**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](http://www.transalta.com)

**Société de fiducie CST Trust Mellon**

C.P. 700, succursale B

Montréal (Québec) Canada H3B EK3

**Téléphone**

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

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

**Télécopieur**

514.985.8843

**Courriel**

[inquiries@canstockta.com](mailto:inquiries@canstockta.com)

**Site Web**

[www.canstockta.com](http://www.canstockta.com)

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Médias et investisseurs – Demandes de renseignements**

Relations avec les investisseurs

**Téléphone**

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis,

ou 403.267.2520

**Télécopieur**

403.267.7405

**Courriel**

[investor\\_relations@transalta.com](mailto:investor_relations@transalta.com)