



RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2014 et 2013, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2013. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «Société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon 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 rapport de gestion 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 rapport de gestion pour plus de renseignements. Le présent rapport de gestion est daté du 28 avril 2014. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION

Les résultats des activités d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Aux fins du présent rapport de gestion, nous avons séparé notre secteur Production selon les différents types de combustible de façon à fournir des renseignements supplémentaires à nos lecteurs. Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les transactions et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes de résultat consolidés résumés et des états de la situation financière consolidés résumés. Bien que les éléments des états de la situation financière consolidés résumés peuvent 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, à la rubrique «Capitaux propres» des états de la situation financière consolidés résumés.

FAITS SAILLANTS

Faits saillants du premier trimestre

Faits saillants consolidés

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits des activités ordinaires	775	540
BAIIA aux fins de comparaison ¹	310	268
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	49	(11)
Résultat net aux fins de comparaison attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ¹	47	32
Fonds provenant des activités d'exploitation ¹	238	193
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	279	256
Flux de trésorerie disponibles ¹	139	114
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,04)
Résultat net par action aux fins de comparaison ¹	0,17	0,12
Fonds provenant des activités d'exploitation par action ¹	0,88	0,75
Flux de trésorerie disponibles par action ¹	0,51	0,44
Dividendes versés par action ordinaire	0,18	0,29
Aux	31 mars 2014	31 déc. 2013²
Total de l'actif	9 565	9 624
Total des passifs non courants	4 735	5 348

- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 42 millions de dollars en 2014, pour s'établir à 310 millions de dollars. Cette augmentation découle surtout de la hausse des prix de l'électricité et du gaz dans le nord-est, qui a permis au secteur Opérations sur les produits énergétiques de dégager un résultat solide, du rendement stable du secteur Production et de la contribution des unités d'énergie éolienne mises en service ou acquises en 2013 pendant un trimestre entier. Par conséquent, les fonds provenant des activités d'exploitation se sont accrus de 45 millions de dollars en regard de la période correspondante de l'exercice précédent, pour se fixer à 238 millions de dollars.
- Le résultat net aux fins de comparaison s'est établi à 47 millions de dollars (résultat net de 0,17 \$ par action), en hausse par rapport à 32 millions de dollars (résultat net de 0,12 \$ par action) en 2013. L'augmentation de l'amortissement, de la charge d'intérêt nette, de la charge d'impôts sur le résultat et du résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a en partie contrebalancé l'augmentation du BAIIA.
- Le résultat net présenté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a été de 49 millions de dollars (résultat net de 0,18 \$ par action), en hausse de 60 millions de dollars par rapport à une perte nette de 11 millions de dollars (perte nette de 0,04 \$ par action) pour la période correspondante de 2013. La variation découle de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison de 42 millions de dollars et de la perte ponctuelle à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite de l'exercice précédent, d'un montant de 22 millions de dollars après impôts.

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

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

Faits saillants stratégiques

- Nomination à titre de soumissionnaire privilégié dans le cadre du projet d'électricité South Hedland en vue de construire, de détenir et d'exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 mégawatts («MW») en Australie-Occidentale.
- Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc. («TransAlta Renewables»), pour un produit brut de 136,2 millions de dollars.
- Conclusion d'une entente visant la vente de notre participation de 50 % dans CE Generation LLC («CE Gen») et Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku») en contrepartie d'un produit de 193,5 millions de dollars américains. Nous prévoyons que la vente de CE Gen sera conclue au deuxième trimestre.
- Avec le coentrepreneur, début de la construction d'un gazoduc de 178 millions de dollars relié à la centrale électrique de Solomon de la Société. Nous détenons une participation de 43 % dans la coentreprise.

Résultats financiers d'exploitation

Le tableau suivant présente le BAIIA aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Disponibilité (%) ¹	91,5	91,5
Production (GWh) ¹	12 067	10 644
BAIIA aux fins de comparaison		
Secteur Production		
Charbon du Canada	94	99
Charbon des États-Unis	17	12
Gaz	82	85
Énergie éolienne	62	50
Hydroélectricité	19	24
Total du secteur Production	274	270
Secteur Opérations sur les produits énergétiques	49	14
Secteur Siège social	(13)	(16)
Total du BAIIA aux fins de comparaison	310	268

- Charbon au Canada : En 2014, le BAIIA aux fins de comparaison s'est fixé à 94 millions de dollars, comparativement à 99 millions de dollars en 2013. Cette diminution découle surtout de la hausse de la consommation de gaz par suite des problèmes d'opacité qu'ont connus certaines centrales et du déclassement de l'unité 3 de la centrale de Keephills.
- Charbon aux États-Unis : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté, pour se fixer à 17 millions de dollars en 2014, comparativement à 12 millions de dollars en 2013. Cette augmentation est surtout attribuable à une hausse des cours dans la région du nord-ouest du Pacifique.
- Gaz : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 3 millions de dollars, pour s'établir à 82 millions de dollars, en raison surtout de la réduction des contrats et des pertes liées à l'évaluation à la valeur du marché sur certains contrats à terme de gré à gré.
- Énergie éolienne : Le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 12 millions de dollars en 2014, pour se fixer à 62 millions de dollars, surtout en raison de l'acquisition du parc éolien du Wyoming, d'un trimestre entier d'activités à la centrale de New Richmond et de la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada.
- Énergie hydroélectrique : Le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 5 millions de dollars, pour s'établir à 19 millions de dollars, en raison surtout de la baisse des prix de l'électricité et des services accessoires en Alberta.

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).

- Secteur Opérations sur les produits énergétiques : Ce secteur a connu une augmentation du BAIIA aux fins de comparaison en 2014, qui est passé de 35 millions de dollars à 49 millions de dollars, en tirant parti de la hausse des prix de l'électricité et du gaz grâce à notre capacité à optimiser nos actifs de commercialisation de l'énergie, à tirer parti des possibilités d'arbitrage et à répondre à la demande de la clientèle en dépit de la grande volatilité du marché par suite des phénomènes météorologiques extrêmes ayant eu lieu au cours du trimestre dans le nord-est.
- Secteur Siège social : Ce secteur a engagé des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration de 13 millions de dollars en 2014, en regard de 16 millions de dollars en 2013. Cette réduction découle surtout du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise, contrebalancé en partie par une augmentation des charges de rémunération.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 est comparable à celle de la période correspondante de 2013.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté de 1 423 gigawattheures («GWh») par rapport à celle de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, d'une diminution de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, de l'acquisition du parc éolien du Wyoming et d'un trimestre entier d'activités à la centrale de New Richmond, le tout en partie contrebalancé par une interruption non planifiée à la centrale de Mississauga et par le déclassement de l'unité 3 de la centrale de Keephills.

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 mars 2014 se sont accrus de 45 millions de dollars en regard de ceux de la période correspondante de 2013, pour s'établir à 238 millions de dollars, en raison surtout de l'augmentation du BAIIA aux fins de comparaison.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 ont augmenté de 25 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2013, pour se fixer à 139 millions de dollars, en raison d'une augmentation des fonds provenant des activités d'exploitation, en partie contrebalancée par l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien et des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Gazoduc en Australie

Le 15 janvier 2014, la Société a annoncé la constitution d'une coentreprise sans personnalité morale nommée Fortescue River Gas Pipeline Joint Venture. Le premier projet de cette nouvelle coentreprise sera de construire, de détenir et d'exploiter un gazoduc de 178 millions de dollars qui reliera le gazoduc entre Dampier et Bunbury à notre centrale électrique de Solomon. La Société détient une participation de 43 % dans la coentreprise par l'entremise d'une filiale en propriété exclusive. En plus de la part du coût du gazoduc, un montant supplémentaire de 10 millions de dollars au titre des coûts de mise à niveau de la centrale devra être engagé dans le cadre du projet, qui sera recouvrable au fil du temps grâce à l'augmentation des paiements au titre de la location.

Nomination de l'équipe de direction

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

Projet de transport Fort McMurray

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

Vente de CE Gen, du projet de mise en valeur Blackrock, de CalEnergy, LLC et de Wailuku

Le 20 février 2014, nous avons annoncé la conclusion d'une entente visant la vente de notre participation de 50 % dans CE Gen, le projet de mise en valeur Blackrock («Blackrock»), CalEnergy, LLC («CalEnergy») et Wailuku à MidAmerican Renewables en contrepartie d'un produit de 193,5 millions de dollars américains. MidAmerican Renewables détient l'autre participation de 50 % dans CE Gen, CalEnergy, Blackrock et Wailuku. Sauf en ce qui a trait à Wailuku, nous prévoyons que la transaction sera conclue au deuxième trimestre.

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

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

Règlement des procédures en Californie

Le 18 mars 2014, TransAlta a conclu une entente de règlement visant les revendications en cours à l'égard de la crise de l'électricité qui a eu lieu dans l'état de Californie en 2000 et 2001. Le règlement, qui doit être approuvé par la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») des États-Unis, prévoit le paiement en deux versements sur une période de douze mois d'un montant de 52 millions de dollars américains par TransAlta et le transfert de comptes clients, d'un montant s'élevant à environ 97 millions de dollars américains, par le California Independent System Operator et le California Power Exchange, maintenant disparu, à TransAlta. Le règlement est conforme à la provision constituée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

Procédures devant l'Alberta Utilities Commission

Le 21 mars 2014, l'administrateur de la surveillance du marché (l'«ASM») d'Alberta a déposé une demande auprès de l'Alberta Utilities Commission (l'«AUC»), alléguant notamment que TransAlta a manipulé le prix de l'électricité en Alberta en aménageant des interruptions de service dans certaines de ses unités de production alimentées au charbon à la fin de 2010 et au début de 2011. TransAlta a nié toutes les allégations de l'ASM. Le 21 février 2014, sur une question distincte, mais néanmoins liée, TransAlta a déposé une plainte auprès de l'AUC au sujet du comportement de l'ASM dans le cadre de son enquête portant sur TransAlta et de son incapacité à consulter les intervenants du marché avant de prendre certaines décisions à propos de ce qui est permis relativement à l'offre sur le marché. La demande de l'ASM et la plainte de TransAlta sont actuellement devant l'AUC.

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Projet d'électricité South Hedland

Le 15 avril 2014, nous avons annoncé notre nomination à titre de soumissionnaire privilégié dans le cadre du projet d'électricité South Hedland en Australie-Occidentale. Sous réserve de la finalisation des contrats nécessaires et des approbations au cours du deuxième trimestre, le projet verra TransAlta construire, détenir et exploiter une centrale alimentée au gaz à cycle combiné de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. L'investissement est estimé à environ 550 millions de dollars australiens. La centrale devrait produire de l'électricité en 2016 et être pleinement en service en 2017. La mise en valeur est entièrement visée par un contrat de 25 ans conclu avec Horizon Power, société de services publics de l'État, et Fortescue Metals Group Ltd., société minière. Le projet pourrait être étendu pour servir des clients supplémentaires à des dates ultérieures.

Placement secondaire d'actions de TransAlta Renewables Inc.

En avril 2014, nous avons clôturé le placement secondaire déjà annoncé de 10 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire. De plus, l'option de surallocation consentie au syndicat de preneurs fermes, dirigé par CIBC et RBC Marchés des Capitaux, a été exercée en partie pour 1 000 000 d'actions ordinaires supplémentaires, elles aussi à un prix de 11,40 \$ l'action.

Le placement a mené à un produit brut de 136,2 millions de dollars pour TransAlta. Nous utiliserons le produit net du placement pour réduire la dette et financer la croissance, ainsi qu'aux fins générales de la Société. Depuis la clôture du placement, TransAlta détient environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

CONTEXTE D'AFFAIRES

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

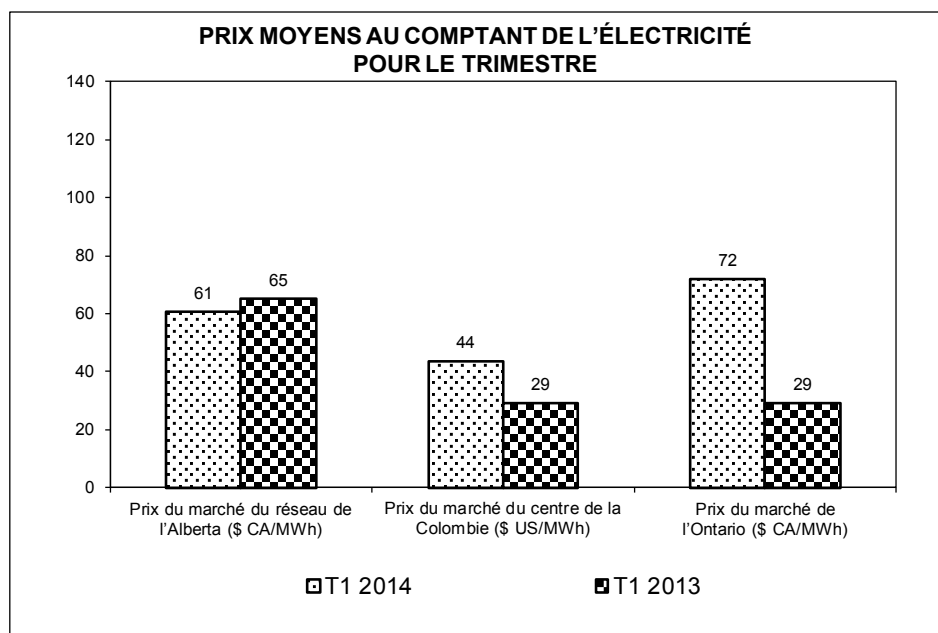
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le premier trimestre de 2014, environ 88 % de notre portefeuille d'électricité consolidé était visé par des CAÉ et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, dont la plupart sont d'une durée d'au plus cinq ans. Les prix moyens de ces contrats pour le reste de 2014 s'élèvent à environ 55 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Prix de l'électricité

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

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2014 et 2013 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.



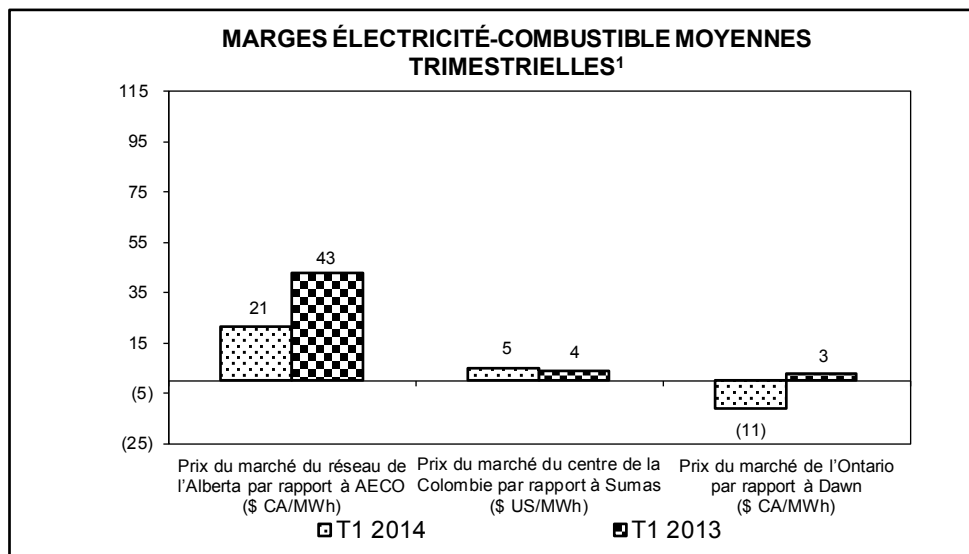
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les prix moyens au comptant en Alberta ont diminué en regard de ceux de la période correspondante de 2013 en raison surtout d'une augmentation de l'offre découlant de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel, plus particulièrement en février. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les prix moyens au comptant en Ontario ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2013 en raison des conditions de froid extrême dans tout le nord-est, ce qui a mené à l'augmentation du prix du gaz naturel et de la demande.

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 peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel. En Ontario, les prix pour le reste de l'exercice devraient être plus élevés qu'en 2013 en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel.

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 mars 2014 et 2013 sur nos trois principaux marchés sont présentées dans le graphique suivant.



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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta en regard de celles de la période correspondante de 2013 en raison de la baisse des prix découlant d'une augmentation de l'offre par suite de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la hausse des prix du gaz naturel. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes sont demeurées semblables à celles de la période correspondante de 2013. Les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Ontario en regard de celles de la période correspondante de 2013. Les prix élevés du gaz naturel au premier trimestre de 2014 ont réduit les marges électricité-combustible sur le marché. Ils peuvent réduire les marges électricité-combustible moyennes calculées, puisque la majeure partie des prix horaires n'est pas fixée par les producteurs de gaz naturel. Pendant les heures à bas coût, le prix élevé du gaz naturel n'est pas profitable pour les producteurs de gaz naturel.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

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

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

La capacité totale des installations dans lesquelles la Société détient une quote-part s'élève à 10 144 MW¹. Au 31 mars 2014, nos actifs de production représentaient une capacité brute¹ de 9 092 MW en activité (participation véritable nette de 8 497 MW¹). L'information qui suit exclut les actifs qui sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence, lesquels sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

	Trois mois clos le 31 mars 2014			Trois mois clos le 31 mars 2013		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison ²	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Disponibilité (%) ³	91,4	-	91,4	91,7	-	91,7
Production (GWh) ³	11 753	-	11 753	10 250	-	10 250
Capacité installée brute (MW) ^{1, 3}	9 092	-	9 092	8 388	-	8 388
Capacité installée nette (MW) ^{1, 3}	8 497	-	8 497	8 007	-	8 007
Produits des activités ordinaires	710	(7)	703	523	41	564
Combustible et achats d'électricité	335	-	335	201	-	201
Marge brute	375	(7)	368	322	41	363
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	112	(4)	108	92	-	92
Réduction de valeur des stocks	4	-	4	14	-	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	7	-	7
Produits tirés des contrats de location-financement	(12)	(1)	(13)	(11)	(1)	(12)
Répartition des coûts intersectoriels	3	-	3	4	-	4
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	-	-	-	(1)	(1)
Amortissement de la mine	-	(15)	(15)	-	(11)	(11)
BAIIA	261	13	274	216	54	270
Amortissement	129	15	144	122	12	134
Divers	-	1	1	-	1	1
Résultats d'exploitation	132	(3)	129	94	41	135

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

2) Les chiffres comparatifs 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.

3) La disponibilité, la production et la capacité installée comprennent les actifs d'activités de production et de contrats de location-financement.

Charbon : TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au charbon ainsi que des activités 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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Disponibilité (%)	87,1	85,4
Production (GWh)	6 249	5 275
Capacité installée brute (MW)	3 771	3 211
Capacité installée nette (MW)	3 576	3 016
Produits des activités ordinaires	254	228
Combustible et achats d'électricité	122	94
Marge brute aux fins de comparaison¹	132	134
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	49	43
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	3	3
Répartition des coûts intersectoriels	1	1
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	(1)
Amortissement de la mine	(15)	(11)
BAIIA aux fins de comparaison¹	94	99
Amortissement	76	69
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison¹	18	30
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	10	6
Matériel minier et achats de terrains	5	8
Contrats de location-financement	2	-
Entretien planifié d'envergure ²	28	23
Total	45	37

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté de 974 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013 en raison surtout de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, qui a eu une incidence sur les produits des activités ordinaires, le combustible et les achats d'électricité, et les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 5 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2013 en raison de la hausse de la consommation de gaz par suite des problèmes d'opacité qu'ont connus certaines centrales alimentées au charbon, du déclassement de l'unité 3 à marge élevée de la centrale de Keephills et de l'augmentation des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration en raison de la méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise, le tout en partie contrebalancé par la diminution des coûts liés au charbon et les prix contractuels favorables.

1) Les chiffres comparatifs 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) Comprend trois interruptions planifiées en 2014, et une en 2013.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté de 7 millions de dollars par rapport à celle de la période correspondante de 2013 du fait d'une augmentation des actifs attribuable surtout à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, l'augmentation des dépenses d'investissement de maintien par rapport à la période correspondante de 2013 est surtout attribuable à la hausse du nombre d'interruptions planifiées. Ces résultats comprennent l'incidence de l'interruption pour cause de force majeure à l'unité 2 de la centrale de Keephills, qui a débuté le 31 janvier 2014. L'unité a été remise en service le 13 mars 2014.

Charbon des États-Unis

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Disponibilité (%)	94,9	98,3
Production (GWh)	2 116	1 678
Capacité installée brute et nette (MW)	1 340	1 340
Produits des activités ordinaires	106	71
Combustible et achats d'électricité	71	31
Marge brute aux fins de comparaison	35	40
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	13	11
Réduction de valeur des stocks	4	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	-	1
Répartition des coûts intersectoriels	1	2
BAIIA aux fins de comparaison	17	12
Amortissement	14	13
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	3	(1)
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	-	2
Entretien planifié d'envergure	1	1
Total	1	3

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté de 438 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013 en raison de la hausse des prix qui a entraîné une diminution de l'acheminement économique, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions non planifiées.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 5 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la hausse des prix du marché.

Gaz : *TransAlta détient et exploite des centrales alimentées au gaz naturel au Canada, aux États-Unis 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 mars	
	2014	2013
Disponibilité (%)	96,1	97,7
Production (GWh) ¹	2 008	2 133
Capacité installée brute (MW) ^{1, 2}	1 779	1 779
Capacité installée nette (MW) ^{1, 2}	1 618	1 618
Produits des activités ordinaires	232	167
Combustible et achats d'électricité	136	71
Marge brute aux fins de comparaison	96	96
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	25	21
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
Répartition des coûts intersectoriels	1	1
Produits tirés des contrats de location-financement	(13)	(12)
BAIIA aux fins de comparaison	82	85
Amortissement	27	27
Divers	1	1
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	54	57
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	3	2
Entretien planifié d'envergure	4	4
Total	7	6

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a diminué de 125 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013 en raison surtout de la réduction des contrats et d'une interruption non planifiée à la centrale de Mississauga. L'incidence économique de cette interruption imprévue a été atténuée dans une grande mesure par la revente de gaz sur le marché.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 3 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2013, en raison de la réduction des contrats et des pertes latentes à la valeur de marché sur certains contrats à terme de gré à gré.

1) *Comprend les capacités de production des centrales de Fort Saskatchewan et de Solomon, qui ont été comptabilisées à titre de contrats de location-financement.*

2) *La centrale à gaz de Centralia n'est pas en service actuellement. Nous évaluons actuellement les besoins en production de la région et la faisabilité financière de la remise en service de la centrale.*

Énergies renouvelables : *TransAlta détient 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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Disponibilité (%)	94,2	93,9
Production (GWh)	1 012	788
Capacité installée brute (MW)	1 289	1 145
Capacité installée nette (MW)	1 070	1 120
Produits des activités ordinaires	80	64
Combustible et achats d'électricité	4	4
Marge brute aux fins de comparaison	76	60
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	12	9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	2	1
BAIIA aux fins de comparaison	62	50
Amortissement	21	19
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	41	31
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	-	1
Entretien planifié d'envergure	1	1
Total	1	2

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté de 224 GWh en regard de celle de la période correspondante de 2013 en raison de l'acquisition du parc éolien du Wyoming, d'un trimestre entier d'activités à la centrale de New Richmond et de la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a augmenté de 12 millions de dollars par rapport à celui de la période correspondante de 2013, du fait des nouveaux parcs éoliens et de la hausse des volumes d'énergie éolienne dans l'est du Canada.

L'amortissement pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté de 2 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013 en raison d'un trimestre entier d'activités à la centrale de New Richmond et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming.

Énergie hydroélectrique

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Production (GWh)	368	376
Capacité installée brute (MW)	913	913
Capacité installée nette (MW)	893	913
Produits des activités ordinaires	31	34
Combustible et achats d'électricité	2	1
Marge brute aux fins de comparaison	29	33
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	9	8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	1	1
BAIIA aux fins de comparaison	19	24
Amortissement	6	6
Résultats d'exploitation aux fins de comparaison	13	18
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	3	1
Total	3	1

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a diminué de 8 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2013 en raison des conditions de marché défavorables.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA aux fins de comparaison a diminué de 5 millions de dollars en regard de celui de la période correspondante de 2013, en raison surtout de la baisse des prix du marché en Alberta au titre de l'électricité et des services accessoires.

Placements en titres de capitaux propres

Notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku comprend les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, dont la capacité de production brute atteint 852 MW (participation nette de 396 MW).

Tel qu'il est mentionné dans la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion, nous avons conclu des contrats afin de vendre nos participations dans CE Gen et Wailuku. Notre participation dans CalEnergy est aussi vendue avec CE Gen. Bien que la Société demeure le propriétaire véritable de la participation de 50 % dans CE Gen, CalEnergy et Wailuku jusqu'à la conclusion des ventes proposées, ces placements ne sont plus comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence depuis le 1^{er} mars 2014. Cette méthode a été utilisée pour comptabiliser les résultats de ces coentreprises pour les mois de janvier et de février 2014, mais a cessé au moment du classement de ces placements à titre d'actifs détenus en vue de la vente selon les exigences des IFRS.

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

	Deux mois clos le 28 février 2014	Trois mois clos le 31 mars 2013
Disponibilité (%)	97,1	86,9
Production (GWh) :		
Gaz	127	140
Énergies renouvelables	187	254
Total de la production	314	394

La disponibilité pour la période de deux mois close le 28 février 2014 a augmenté par rapport à celle de la période de trois mois close le 31 mars 2013 en raison d'une diminution des interruptions planifiées.

La production pour la période de deux mois close le 28 février 2014 a diminué de 80 GWh en regard de celle de la période de trois mois close le 31 mars 2013. Après le retrait de la portion de production de mars 2013, la production pour la période de deux mois close le 28 février 2014 a augmenté de 26 GWh par rapport à celle de la période correspondante de 2013. Cette augmentation découle de la diminution des interruptions planifiées, contrebalancée en partie par une hausse des réductions liées au marché.

Pour la période de deux mois close le 28 février 2014, la quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence était de néant, contre 4 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2013. La réduction de la perte découle surtout de la diminution des interruptions planifiées au cours de la période de deux mois close le 28 février 2014 par rapport à la période correspondante de 2013.

Le placement de la Société dans TAMA Transmission continue d'être comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence.

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

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

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

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

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

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits des activités ordinaires et marge brute aux fins de comparaison	65	17
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	19	7
Répartition des coûts intersectoriels	(3)	(4)
BAIIA aux fins de comparaison et résultats d'exploitation aux fins de comparaison	49	14

Les phénomènes météorologiques extrêmes ont entraîné une volatilité sans précédent du prix des marchandises, du gaz et de l'électricité, sur les marchés de l'est au cours du trimestre. Le prix du gaz naturel en Nouvelle-Angleterre et le prix de l'électricité du NEPOOL ont été en moyenne plus de deux fois supérieurs à ceux de la période correspondante du dernier exercice. Ces conditions ont eu une incidence positive sur notre capacité à optimiser notre portefeuille d'actifs de production, de transport, de transmission et d'entreposage. Nous avons d'ailleurs profité des possibilités d'arbitrage à faible risque découlant de la volatilité extrême sur le marché. Nous nous attendons à ce que la marge brute du secteur Opérations sur les produits énergétiques revienne à un niveau plus normal, dans une fourchette de 10 à 15 millions de dollars par trimestre pour le reste de l'exercice.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, le BAIIA aux fins de comparaison du secteur Opérations sur les produits énergétiques a augmenté de 35 millions de dollars, pour se fixer à 49 millions de dollars. L'augmentation de la marge brute aux fins de comparaison a été en partie contrebalancée par la hausse des charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration, entraînée par la hausse des charges de rémunération découlant des résultats solides.

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 mars	
	2014	2013
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration et BAIIA aux fins de comparaison	13	16
Amortissement	6	5
Perte d'exploitation aux fins de comparaison	(19)	(21)
Dépenses d'investissement de maintien :		
Dépenses d'investissement courantes	7	2
Total	7	2

Les charges au titre des activités d'exploitation, d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à celles de la période correspondante de 2013 du fait surtout du changement de méthode de répartition des coûts indirects utilisée par l'entreprise, en partie contrebalancé par une augmentation des charges de rémunération.

Les dépenses d'investissement courantes pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 ont augmenté en regard de celles de la période correspondante de 2013 en raison surtout de l'augmentation des coûts liés aux technologies de l'information de la Société.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Intérêt sur la dette	61	60
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	-	(2)
Charge d'intérêt	61	58
Désactualisation des provisions	5	4
Charge d'intérêt nette	66	62

L'augmentation de la charge d'intérêt nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, par rapport à la période correspondante de 2013, découle surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de l'incidence des taux de change défavorables.

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 31 mars	
	2014	2013
Résultat avant impôts sur le résultat	91	(9)
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(15)	(10)
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	4
Incidence liée à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	(7)	41
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	29
Autres éléments non comparables	4	-
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, assujéti à l'impôt	73	55
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	18	(17)
(Charge) recouvrement d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	(2)	14
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux variations des taux d'imposition des sociétés	-	6
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 d'autres éléments non comparables	1	-
Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	17	10
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	23	18

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2014, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de 2013, en raison de la hausse du résultat aux fins de comparaison et des variations au titre du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 a augmenté en regard de la période correspondante de 2013, en raison de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

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 mars 2014 a augmenté de 5 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2013, en raison surtout du résultat de TransAlta Renewables, qui est devenue une entité ouverte distincte en août 2013. Au 31 mars 2014, les actionnaires publics détenaient 19,3 % de TransAlta Renewables.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un total partiel qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas une exigence minimale selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas autrement présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés Marge brute et Résultats d'exploitation à nos comptes de résultat consolidés résumés pour les périodes de trois mois closes les 31 mars 2014 et 2013. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance d'exploitation 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 d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-dessous, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme une mesure de remplacement du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ou comme une mesure plus significative de ceux-ci, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures 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 et qu'elles représentent encore des couvertures économiques efficaces. Comme ces profits ou pertes ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Les autres ajustements apportés au résultat, comme ceux inclus pour calculer le résultat aux fins de comparaison, ont également été exclus étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

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

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

Le tableau ci-dessous présente un rapprochement du résultat aux fins de comparaison et du résultat présenté :

	Trois mois clos le 31 mars 2014			Trois mois clos le 31 mars 2013		
	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison	Présenté	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison
Produits des activités ordinaires	775	(7) ¹	768	540	41 ¹	581
Combustible et achats d'électricité	335	-	335	201	-	201
Marge brute	440	(7)	433	339	41	380
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	144	(4) ²	140	115	-	115
Réduction de valeur des stocks	4	-	4	14	-	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	7	-	7
Reclassement des produits tirés des contrats de location-financement	(12)	(1) ³	(13)	(11)	(1) ³	(12)
Profit à la vente d'immobilisations corporelles	-	-	-	-	(1) ⁶	(1)
Reclassement de l'amortissement de la mine	-	(15) ⁴	(15)	-	(11) ⁴	(11)
BAIIA	297	13	310	214	54	268
Amortissement	135	15 ⁴	150	127	12 ⁷	139
Reclassement des produits tirés des contrats de location-financement	-	1 ³	1	-	1 ³	1
Résultats d'exploitation	162	(3)	159	87	41	128
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence	-	-	-	(4)	-	(4)
Perte de change	(5)	-	(5)	(1)	-	(1)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	-	-	(29)	29 ⁸	-
Résultat avant intérêts et impôts	157	(3)	154	53	70	123
Charge d'intérêt nette	66	-	66	62	-	62
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	18	(1) ⁵	17	(17)	27 ⁵	10
Résultat net	73	(2)	71	8	43	51
Participations ne donnant pas le contrôle	15	-	15	10	-	10
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	58	(2)	56	(2)	43	41
Dividendes sur actions privilégiées	9	-	9	9	-	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	49	(2)	47	(11)	43	32
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	270		270	258		258
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,18		0,17	(0,04)		0,12

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

2) Frais d'entretien liés aux inondations.

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

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

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

6) Profit à la vente d'immobilisations corporelles compris dans le poste Amortissement aux fins de la présentation.

7) Total des ajustements pour tenir compte du profit à la vente d'immobilisations corporelles et à l'amortissement de la mine.

8) Élément non comparable.

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. Au cours du quatrième trimestre de 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 comme suit, en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de l'exercice :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	279	256
Règlement des frais de restructuration	-	4
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	9
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	(42)	(77)
Fonds provenant des activités d'exploitation	238	193
Déduire :		
Dépenses d'investissement de maintien	(64)	(51)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(9)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(26)	(19)
Flux de trésorerie disponibles	139	114
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	270	258
Fonds provenant des activités d'exploitation par action	0,88	0,75
Flux de trésorerie disponibles par action	0,51	0,44

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 mars	
	2014	2013
BAIIA aux fins de comparaison	310	268
Profit réalisé sur les activités de gestion du risque	5	-
Charge d'intérêt	(61)	(58)
Provisions	(2)	(7)
Charge d'impôts sur le résultat exigible	(8)	(8)
Profit de change réalisé	4	3
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(3)	(5)
Règlement des frais de restructuration	-	4
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	9
Autres éléments sans effet de trésorerie	(7)	(13)
Fonds provenant des activités d'exploitation	238	193

SITUATION FINANCIÈRE

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

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Créditeurs	(81)	Calendrier des encaissements
Charges à payer	27	Paiement anticipé des primes d'assurance, des redevances et des contrats de services
Actifs détenus en vue de la vente	211	Transfert de CE Gen, Wailuku et Blackrock des placements et autres actifs non courants
Placements	(192)	Transfert de CE Gen et Wailuku des placements en titres de capitaux propres aux actifs détenus en vue de la vente
Créances au titre des contrats de location-financement (courantes et non courantes)	12	Variations favorables des taux de change
Immobilisations corporelles, montant net	(22)	Amortissement de la période, en partie contrebalancé par les acquisitions et les variations favorables des taux de change
Actifs d'impôt différé	(10)	Charge d'impôt différé nette
Actifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	(11)	Fluctuation des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Dividendes à verser	(32)	Réduction du dividende trimestriel
Dette à long terme (y compris la partie courante)	(33)	Réduction des emprunts en vertu de la facilité de crédit, en partie contrebalancée par des variations défavorables des taux de change
Démantèlement et autres provisions (courants et non courants)	11	Fluctuations des taux d'actualisation à la fin de la période
Passifs de gestion du risque (courants et non courants) ¹	(14)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	16	Résultat net de la période en partie contrebalancé par les dividendes déclarés

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 19* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2013 et à la *note 7* des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 31 mars 2014 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2013 et à la *note 8* des états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard ont peu changé depuis le 31 décembre 2013.

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

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

Nous avons aussi divers contrats ayant une durée s'étirant sur plus de cinq ans. Comme les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 31 mars 2014, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 33 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 66 millions de dollars au 31 décembre 2013).

Au 31 mars 2014, les profits cumulés de 4 millions de dollars liés à certaines couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a auparavant été annulée et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture ont continué d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu, ou immédiatement si on ne s'attend plus à ce qu'elles aient lieu.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 comparativement à la période correspondante de 2013 :

Trois mois clos les 31 mars	2014	2013	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	42	27	
au début de la période			
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	279	256	Augmentation du résultat en espèces de 58 millions de dollars, en partie contrebalancée par une diminution de la variation du fonds de roulement de 35 millions de dollars
Activités d'investissement	(105)	(150)	Diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 55 millions de dollars et augmentation dans l'investissement des soldes hors trésorerie du fonds de roulement de 10 millions de dollars, en partie contrebalancées par une augmentation des pertes réalisées sur les instruments financiers de 14 millions de dollars et une incidence négative de 6 millions de dollars liées aux variations de la garantie reçue de tiers ou versée par ceux-ci
Activités de financement	(180)	(84)	Augmentation des règlements d'emprunts en vertu de facilités de crédit de 83 millions de dollars, augmentation des dividendes sur actions ordinaires en espèces de 30 millions de dollars et augmentation des distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales de 7 millions de dollars, en partie compensées par les profits réalisés sur les instruments financiers de 25 millions de dollars
Conversion des liquidités en monnaies étrangères	1	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	37	50	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque de liquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture, et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la Société. Nous gérons le risque de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations lorsqu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable qui soit.

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

Dette

La dette à long terme totalisait 4,3 milliards de dollars au 31 mars 2014 en regard de 4,3 milliards de dollars au 31 décembre 2013.

Facilités de crédit

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

Outre le montant de 0,9 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 37 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Le 28 avril 2014, nous avons 271,8 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 mars 2014, nous avons 270,4 millions d'actions ordinaires (258,4 millions au 31 mars 2013) émises et en circulation. Au 31 mars 2014, nous avons 32,0 millions d'actions privilégiées de premier rang (32,0 millions au 31 décembre 2013) émises et en circulation.

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

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2014, 2,1 millions d'actions ordinaires (3,7 millions au 31 mars 2013) ont été émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires (le «régime»), pour un montant de 28 millions de dollars (53 millions de dollars au 31 mars 2013).

Lettres de crédit et garanties au comptant

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2014, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 427 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2013) et des garanties au comptant de 26 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2013). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états de la situation financière consolidés résumés aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

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

Aux États-Unis, le 25 juin 2013, le président Obama a annoncé son projet d'action sur le climat (Climate Action Plan), lequel propose des plans en vue de l'élaboration de normes en matière d'émissions de GES qui devront être fixées par l'Agence américaine de protection de l'environnement («EPA») pour les centrales électriques nouvelles et existantes. Par la suite, soit le 20 septembre 2013, l'EPA a publié un projet de règlement pour les nouvelles centrales alimentées au charbon, lequel, s'il est adopté, exigera des nouvelles centrales au charbon qu'elles ne dépassent pas le seuil de 1 100 livres par MWh de dioxyde de carbone (ce qui est beaucoup moins que le niveau d'émissions moyen actuel de ces centrales) afin que leur exploitation soit approuvée. Ce règlement devrait être finalisé vers le milieu de 2014. Ce projet de règlement n'a pas d'incidence à l'heure actuelle sur nos activités. Les normes qui s'appliquent aux centrales existantes sont en cours d'élaboration et seront publiées sous forme de version préliminaire vers le 1^{er} juin 2014, pour être terminées vers le milieu de 2015. Les plans de mise en œuvre par l'État devraient être achevés un an plus tard. Il restera certains points à régler comme les critères que devront respecter les centrales alimentées au charbon (et même peut-être au gaz naturel) existantes en attendant que l'EPA présente une ébauche de règlement. De plus, comme la Cour suprême des États-Unis a accepté d'examiner une contestation du droit de l'EPA de réglementer les émissions de GES provenant de sources fixes comme les centrales électriques, l'avenir de ce règlement est incertain.

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 peuvent varier en fonction de l'offre et des conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons que les prix seront plus élevés qu'en 2013 en raison d'une légère augmentation des prix du gaz naturel. En Ontario, les prix pour le reste de l'exercice devraient être plus élevés qu'en 2013 en raison de l'augmentation des prix du gaz naturel.

Législation environnementale

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

renseignements sur les règlements canadiens visant la réduction des GES, voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport de gestion annuel de 2013.

De plus, des pourparlers sont en cours entre les gouvernements fédéral et provincial 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 rendra opérationnel tout système national. Selon nos perspectives actuelles pour l'Alberta, les règlements provinciaux seront considérés comme correspondant à tout accord-cadre national futur.

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

Aux États-Unis, le projet d'action sur le climat du président Obama fournit des indications quant à la manière dont la réglementation sur les GES pour les centrales existantes alimentées aux combustibles fossiles pourrait être adoptée, 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 au niveau de l'État relativement à 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 distinctes par l'EPA. 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 de 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 élu à ce moment a présenté une loi visant à abroger la taxe sur le carbone d'ici juillet 2014 et de la remplacer par un plan d'action directe 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.

Environnement économique

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

Nous n'avons enregistré aucune perte importante liée à une contrepartie au premier trimestre de 2014. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié à la contrepartie et avons établi des politiques de gestion du risque afin de réduire ce risque. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités d'exploitation

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter en raison surtout du démarrage des activités à notre centrale de Solomon, en Australie. Avant l'incidence de l'acheminement économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître en 2014 par rapport à 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées, du démarrage des activités commerciales à notre centrale électrique de Solomon et de l'acquisition du parc éolien du Wyoming. La disponibilité globale devrait être de 88 % à 90 % en 2014.

Flux de trésorerie contractuels

En raison des CAÉ de l'Alberta, des contrats à long terme et d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, selon la conjoncture du marché, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'année civile qui vient. À la fin du premier trimestre de 2014, 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 MWh en Alberta et à environ 40 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est soumise à des hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux investissements et aux prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos activités minières de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2014, selon la méthode du coût standard par tonne, devraient être de 7 % à 9 % moins élevés qu'en 2013 en raison 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.

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 couvrir la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Opérations sur les produits énergétiques

Les résultats de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques sont touchés par les prix 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 dégagne une marge brute variant de 80 millions de dollars à 100 millions de dollars pour 2014, alors que la volatilité des marchés devrait revenir à un niveau plus normal pour le reste de l'exercice.

Exposition aux fluctuations des taux de change

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

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette pour 2014 devrait être plus élevée qu'en 2013 en raison d'une plus grande proportion de dette à taux fixe, dont le taux d'intérêt est plus élevé que celui de dette à taux variable, et de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait avoir une incidence sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

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

Estimations comptables

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

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

Projet	Total – Projet		2014		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Gazoduc en Australie ²	86	11	86	11	T1 2015	Gazoduc de 270 kilomètres pour approvisionner en gaz naturel notre centrale électrique 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	2	15 - 20	2	T4 2014	Remplacement de la génératrice et améliorations des roues de turbines pour prolonger la durée d'utilisation de certaines centrales
Total	111 - 116	13	111 - 116	13		

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

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

Catégorie	Description	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	110 - 115	23
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	45 - 50	5
Contrats de location-financement	Paiements liés à du matériel minier en vertu de contrats de location-financement	5 - 10	2
Entretien planifié d'envergure	Travaux d'entretien planifié d'envergure	175 - 190	34
Total des dépenses d'investissement de maintien		335 - 365	64
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	10 - 15	2
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		345 - 380	66

1) Représentent les montants engagés au 31 mars 2014.

2) Comprend certains coûts de la conversion au gaz naturel à la centrale électrique de Solomon, qui seront comptabilisés à titre de créances au titre des contrats de location-financement.

Notre important programme d'entretien 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 planifié et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les détails du programme d'entretien planifié d'envergure de 2014 sont présentés comme suit :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2014	Dépenses à ce jour ¹
Incorporés dans le coût de l'actif	120 - 130	55 - 60	175 - 190	34
Passés en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	120 - 130	55 - 65	175 - 195	34

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total	Perdus à ce jour ¹
GWh perdus	2 200 - 2 210	400 - 410	2 600 - 2 620	10

Financement

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

MODIFICATIONS COMPTABLES

Profits et pertes initiaux

Nous avons retraité l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2013 pour reclasser les profits ou pertes initiaux découlant des différences entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le prix de transaction) et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion contre le risque. L'ajustement les reclasse comme des contreparties directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. En raison de l'ajustement, les actifs à long terme de gestion du risque et les passifs à long terme de gestion du risque ont été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Se reporter à la *note 7C*) des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 31 mars 2014 et pour la période de trois mois close à cette date pour obtenir plus de renseignements sur les profits et pertes initiaux.

IAS 32, Instruments financiers : Présentation

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les modifications apportées à l'IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*. L'adoption de l'IAS 32 n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés.

1) Au 31 mars 2014.

IAS 36, Dépréciation d'actifs

Le 1^{er} janvier 2014, nous avons adopté les modifications aux exigences en matière d'obligations d'information de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les exigences en matière d'obligations d'information modifiées n'ont pas eu d'incidence sur les états financiers consolidés résumés.

Chiffres comparatifs

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

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»), mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la Société n'a pas encore appliquées, comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*. En février 2014, l'IASB a indiqué que l'IFRS 9 entrera en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. Nous continuons notre évaluation de l'incidence de l'adoption de cette norme. Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2013 pour plus de renseignements.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T2 2013	T3 2013	T4 2013	T1 2014
Produits des activités ordinaires	542	623	587	775
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	(9)	(66)	49
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué	0,06	(0,03)	(0,25)	0,18
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,03	0,15	-	0,17

	T2 2012	T3 2012	T4 2012	T1 2013
Produits des activités ordinaires	398	522	646	540
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(798)	56	39	(11)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de base et dilué	(3,52)	0,24	0,15	(0,04)
Résultat net par action aux fins de comparaison	(0,10)	0,18	0,22	0,12

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

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucun changement ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef de la direction des finances ont conclu que, en date du 31 mars 2014, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait à nos activités et au rendement financier futur attendu, 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'AESO pour résoudre les problèmes liés aux contraintes régionales du réseau du système de transport de l'Alberta; les dépenses engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et de productivité; les attentes en termes de coûts d'exploitation, de dépenses d'investissement et de coûts d'entretien, et la variabilité de ces coûts; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs; les attentes relatives au résultat futur et aux flux de trésorerie futurs liés aux activités d'exploitation et activités contractuelles; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence de la croissance de

la charge, 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 attentes relativement à l'approbation du règlement en Californie par la FERC et à l'issue de la plainte devant l'AUC; 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, des enquêtes réglementaires et des 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, notamment les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; 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, réglementaires et contractuelles impliquant la Société; l'issue des enquêtes et des litiges; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; les projets de mise en valeur et les acquisitions; la réception des approbations réglementaires applicables à l'égard des activités existantes et proposées et des initiatives de croissance; et la clôture de la vente de CE Gen, du projet de mise en valeur Blackrock, de CalEnergy et de Wailuku. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2013 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2014.

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

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES DE RÉSULTAT CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

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

Non audité	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits des activités ordinaires	775	540
Combustible et achats d'électricité	335	201
Marge brute	440	339
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	144	115
Amortissement	135	127
Réduction de valeur des stocks	4	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7
Résultats d'exploitation	150	76
Produits tirés des contrats de location-financement	12	11
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 3)	-	(4)
Charge d'intérêt nette (note 4)	(66)	(62)
Perte de change	(5)	(1)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	-	(29)
Résultat avant impôts sur le résultat	91	(9)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 5)	18	(17)
Résultat net	73	8
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	58	(2)
Participations ne donnant pas le contrôle	15	10
	73	8
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	58	(2)
Dividendes sur actions privilégiées (note 12)	9	9
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	49	(11)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	270	258
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	(0,04)

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Résultat net	73	8
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	(5)	7
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ²	-	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net	(5)	8
Profits à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	53	25
Pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ³	(47)	(21)
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁴	13	14
Reclassement en résultat net des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(20)	(19)
Autres éléments de la perte globale des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(1)	(2)
Total des éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net	(2)	(3)
Autres éléments du résultat global	(7)	5
Total du résultat global	66	13
Total du résultat global attribuable aux :		
Porteurs d'actions ordinaires	45	(4)
Participations ne donnant pas le contrôle	21	17
	66	13

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (charge de 2 en 2013).

2) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (néant en 2013).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 7 pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (recouvrement de 3 en 2013).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (recouvrement de 2 en 2013).

5) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (charge de 3 en 2013).

6) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (recouvrement de 1 en 2013).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DE LA SITUATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions de dollars canadiens)

	31 mars 2014	31 déc. 2013 (Retraité)*
Non audité		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	37	42
Créances clients (note 8)	392	473
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	3
Garanties versées (note 8)	26	20
Charges payées d'avance	39	12
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	116	113
Stocks	85	77
Impôts sur le résultat à recevoir	13	8
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	211	-
	922	748
Placements (note 3)	-	192
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	389	377
Immobilisations corporelles (note 9)		
Coût	12 143	12 024
Amortissement cumulé	(4 972)	(4 831)
	7 171	7 193
Goodwill	461	460
Immobilisations incorporelles	323	323
Actifs d'impôt différé	108	118
Actifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	102	116
Autres actifs	89	97
Total de l'actif	9 565	9 624
Dettes fournisseurs et charges à payer	450	447
Partie courante des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	18	16
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	69	85
Impôts sur le résultat à payer	1	3
Dividendes à payer (note 11)	53	85
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement	7	8
Partie courante de la dette à long terme (notes 7 et 10)	796	209
	1 394	853
Dette à long terme (notes 7 et 10)	3 493	4 113
Partie non courante des obligations au titre des contrats de location-financement	16	17
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	325	316
Passifs d'impôt différé	454	459
Passifs de gestion du risque (notes 7 et 8)	105	103
Obligation au titre des prestations définies et autres passifs non courants	342	340
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 11)	2 941	2 913
Actions privilégiées (note 12)	781	781
Surplus d'apport	9	9
Déficit	(734)	(735)
Cumul des autres éléments du résultat global	(75)	(62)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 922	2 906
Participations ne donnant pas le contrôle (note 6)	514	517
Total des capitaux propres	3 436	3 423
Total du passif et des capitaux propres	9 565	9 624

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

Engagements (note 13)

Éventualités (note 14)

Événements ultérieurs (note 16)

Voir les notes jointes.

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

Trois mois clos le 31 mars 2014

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 déc. 2013	2 913	781	9	(735)	(62)	2 906	517	3 423
Résultat net	-	-	-	58	-	58	15	73
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	-	-	-	-	6	6	-	6
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(13)	(13)	6	(7)
Pertes actuarielles nettes sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(5)	(5)	-	(5)
Autres éléments de la perte globale des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(1)	(1)	-	(1)
Total du résultat global				58	(13)	45	21	66
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(48)	-	(48)	-	(48)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(9)	-	(9)	-	(9)
Distributions versées et à verser aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(24)	(24)
Émission d'actions ordinaires	28	-	-	-	-	28	-	28
Solde au 31 mars 2014	2 941	781	9	(734)	(75)	2 922	514	3 436

Voir les notes jointes.

Trois mois clos le 31 mars 2013

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 déc. 2012	2 726	781	9	(362)	(136)	3 018	330	3 348
Résultat net	-	-	-	(2)	-	(2)	10	8
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	-	-	-	-	4	4	-	4
Profits nets (pertes nettes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(11)	(11)	7	(4)
Profits actuariels nets sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	7	7	-	7
Autres éléments de la perte globale des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
Total du résultat global				(2)	(2)	(4)	17	13
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(75)	-	(75)	-	(75)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(9)	-	(9)	-	(9)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Émissions d'actions ordinaires	54	-	-	-	-	54	-	54
Solde au 31 mars 2013	2 780	781	9	(448)	(138)	2 984	328	3 312

Voir les notes jointes.

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

Non audité	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Activités d'exploitation		
Résultat net	73	8
Amortissement	150	139
Désactualisation des provisions	5	4
Frais de démantèlement et de remise en état réglés	(3)	(5)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 5)	10	(25)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	(2)	41
Profit latent de change	9	4
Provisions	(2)	(7)
Quote-part de la perte de placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence (note 3)	-	4
Autres éléments sans effet de trésorerie	(3)	16
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, avant variation du fonds de roulement	237	179
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'exploitation	42	77
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	279	256
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 9)	(71)	(125)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(7)
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(16)	(2)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	-	(1)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées à des contreparties	(4)	3
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1
Variation des soldes hors trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(9)	(19)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(105)	(150)
Activités de financement		
Diminution nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 10)	(116)	(33)
Remboursement de la dette à long terme (note 10)	(2)	(2)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 11)	(50)	(20)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 12)	(9)	(9)
Profits réalisés sur les instruments financiers	25	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales (note 6)	(26)	(19)
Diminution des obligations au titre des contrats de location-financement	(2)	-
Divers	-	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(180)	(84)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, d'investissement et de financement	(6)	22
Incidence de la conversion sur les liquidités en monnaies étrangères	1	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(5)	23
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	42	27
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	37	50
Impôts sur le résultat au comptant payés	16	12
Intérêts au comptant payés	39	39

Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NON AUDITÉ)

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

1. MÉTHODES COMPTABLES

A. Base d'établissement

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

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

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

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

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du conseil d'administration le 28 avril 2014.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des présents états financiers consolidés résumés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») exige de la direction qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers consolidés résumés ainsi que sur les montants comptabilisés des produits et des charges de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, les changements dans la conjoncture économique et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Se reporter à la note 2 W) des états financiers consolidés annuels de 2013 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables critiques et des principales sources d'incertitude de mesure.

C. Jugements importants

La direction a estimé qu'il est très probable que les opérations décrites à la note 3 seront conclues dans l'espace d'un an, respectant ainsi les exigences de l'IFRS 5, *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, sur le plan de la présentation des actifs détenus en vue de la vente dans les actifs courants. Le résultat net de la période de trois mois close le 31 mars 2014 comprend la quote-part de la perte de coentreprises au titre de ces placements jusqu'à la date de ce reclassement.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Modifications des méthodes comptables actuelles

I. Profits et pertes initiaux

La Société a retraité l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2013 afin de reclasser les profits et pertes initiaux découlant des écarts entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le «prix de transaction») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ces montants étaient auparavant présentés comme les actifs ou passifs bruts de gestion contre le risque. L'ajustement permet de reclasser ceux-ci comme des compensations directes de la valeur du contrat dérivé auquel ils se rapportent. En raison de l'ajustement, les actifs non courants de gestion du risque et les passifs non courants de gestion du risque ont été réduits de 160 millions de dollars au 31 décembre 2013. Les ajustements correspondants à l'état de la situation financière consolidé résumé au 31 décembre 2012 étaient négligeables. Voir la note 7 C) pour plus de détails sur les profits et pertes initiaux.

II. IAS 32, *Instruments financiers* : Présentation

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

III. IAS 36, *Dépréciation d'actifs*

Le 1^{er} janvier 2014, la Société a adopté les modifications aux informations à fournir de l'IAS 36, *Dépréciation d'actifs*. Les informations à fournir modifiées n'ont eu aucune incidence sur les états financiers consolidés résumés.

B. Modifications comptables futures

Les normes comptables qui ont déjà été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB»), mais qui ne sont pas encore en vigueur et n'ont pas encore été appliquées par la Société, comprennent l'IFRS 9, *Instruments financiers*. En février 2014, l'IASB a indiqué que l'IFRS 9 serait en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2018. La Société continue d'évaluer l'incidence de l'adoption de cette norme.

C. Chiffres comparatifs

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

3. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Le 20 février 2014, TransAlta a annoncé qu'elle avait signé des ententes visant la vente de sa participation de 50 % dans CE Generation, LLC («CE Gen»), CalEnergy LLC, le projet de mise en valeur Blackrock et Wailuku Holding Company, LLC («Wailuku») à MidAmerican Renewables («MidAmerican») en contrepartie d'un produit total de 193,5 millions de dollars américains. Même si certaines approbations réglementaires sont exigées, la Société prévoit que la vente de CE Gen, de CalEnergy LLC et du projet de mise en valeur Blackrock sera conclue au cours du deuxième trimestre de 2014 et que la vente de Wailuku sera conclue au cours du quatrième trimestre de 2014. Les actifs détenus en vue de la vente sont inclus dans le secteur Production. Aucune perte n'a été comptabilisée au classement initial des actifs détenus en vue de la vente, parce que les actifs continuent d'être évalués à leur valeur comptable. Par suite du classement des actifs dans la catégorie détenus en vue de la vente, la Société n'utilise plus la méthode de la mise en équivalence pour CE Gen et Wailuku, et a reclassé les coûts de mise en valeur du projet Blackrock provenant des autres actifs.

4. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Intérêt sur la dette	61	60
Intérêts capitalisés	-	(2)
Charge d'intérêt	61	58
Désactualisation des provisions	5	4
Charge d'intérêt nette	66	62

5. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Charge d'impôt exigible	8	8
Ajustements au titre de l'impôt différé d'une période antérieure	1	-
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié à la naissance et à la reprise des différences temporelles	11	(19)
Recouvrement d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ¹	-	(6)
Avantage découlant de pertes fiscales, de crédits d'impôt ou de différences temporelles d'une période antérieure non comptabilisés utilisés pour réduire la charge d'impôt exigible	(1)	-
Recouvrement d'impôt différé découlant de la reprise d'une réduction précédente de la valeur des actifs d'impôt différé	(1)	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	18	(17)

1) A trait à l'incidence de l'ajustement du taux d'imposition différé pour incorporer le crédit d'impôt pour la fabrication et la transformation de l'Ontario. Auparavant, la Société avait utilisé le taux d'imposition général des sociétés de l'Ontario de 11,5 %.

Présentés dans les comptes de résultat consolidés résumés comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Charge d'impôt exigible	8	8
Charge (recouvrement) d'impôt différé	10	(25)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	18	(17)

6. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

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

I. TransAlta Cogeneration, L.P.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Produits des activités ordinaires	82	80
Résultat net	20	18
Total du résultat global	32	32
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net	10	9
Total du résultat global	16	16
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	21	18

Aux	31 mars 2014	31 déc. 2013
Actifs courants	56	56
Actifs non courants	617	632
Passifs courants	(55)	(56)
Passifs non courants	(65)	(68)
Total des capitaux propres	(553)	(564)
Capitaux propres attribuables aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(275)	(280)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (pour cent)	49,99	49,99

II. TransAlta Renewables

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

Trois mois clos le 31 mars	2014
Produits des activités ordinaires	68
Résultat net et total du résultat global	22
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :	
Résultat net et total du résultat global	5
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	3

Aux	31 mars 2014	31 déc. 2013
Actifs courants	51	59
Actifs non courants	1 944	1 954
Passifs courants	(101)	(100)
Passifs non courants	(813)	(846)
Total des capitaux propres	(1 081)	(1 067)
Capitaux propres attribuables aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(239)	(237)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (pour cent) ¹	19,30	19,30

1) Voir la note 16 pour plus de détails sur les changements ultérieurs au titre des participations ne donnant pas le contrôle.

7. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Évaluation

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

a. Niveau I

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

b. Niveau II

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

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

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

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la Société utilise des données d'entrée observables autres que les cours du marché non ajustés qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. En ce qui a trait à certains instruments financiers au titre desquels il existe une insuffisance du volume des transactions ou une absence de transactions récentes, la Société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

c. Niveau III

Les justes valeurs sont calculées en utilisant des données sur l'actif ou le passif qui ne sont pas observables.

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

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

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

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

L'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données d'entrée pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs de niveau III des opérations sur les produits énergétiques sont déterminées au 31 mars 2014 est de +/- 121 millions de dollars (105 millions de dollars au 31 décembre 2013) au titre de la valeur comptable des instruments financiers. Les justes valeurs sont soumises à des simulations de crise en ce qui concerne les volumes et les prix. Un montant de +/- 94 millions de dollars (87 millions de dollars au 31 décembre 2013) de la valeur soumise à des simulations de crise découle d'un contrat de vente d'électricité à long terme qui est désigné comme une couverture de flux de trésorerie, tandis que le solde de +/- 27 millions de dollars (18 millions de dollars au 31 décembre 2013) représente le reste du portefeuille. Les volumes sont soumis à des simulations de crise selon un écart type à la hausse et à la baisse au moyen des données de production historiques disponibles. Les prix sont soumis à des simulations de crise concernant les contrats à long terme, pour lesquels il n'existe pas de cours sur les marchés liquides, au moyen de sources prévisionnelles internes et externes variées afin d'établir une fourchette de prix élevés et moins élevés.

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

Description	Incidence sur la juste valeur au 31 mars 2014	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'énergie conditionnels – unité	26	Analyse historique	Escompte prix Escompte volumes ¹	De 0,4 % à 1,5 % De 0 % à 11 %
Ventes d'énergie à long terme	211	Prévision de prix à long terme	Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MW) Volumes (MWh)	De 32 \$ US à 79 \$ US et de 71 \$ à 116 \$ De 18 % à 25 % de capacité disponible
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(9)	Techniques d'évaluation des options ordinaires et exotiques	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité Prix futurs de l'énergie – illiquidité (par MWh) Prix futurs du charbon – illiquidité (par tonne)	De 6 % à 27 % De 32 \$ US à 79 \$ US De 13 \$ US à 15 \$ US
Ventes d'énergie conditionnelles – unité	(3)	Méthode Black et Scholes Méthode «bootstrap» fondée sur les statistiques historiques	Volatilités des prix du marché à terme des produits de base – illiquidité	40 %
Transport et droits de transport financiers	1		Écart de prix à terme de l'énergie – illiquidité (par MWh)	De (8) \$ à 9 \$

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

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

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

L'incidence sur la juste valeur des données d'entrée non observables importantes exclut l'incidence sur les données d'entrée observables comme la liquidité et les escomptes de crédit, ainsi que les profits et pertes initiaux non amortis associés à ces instruments.

II. Opérations sur les produits énergétiques

Les opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans le résultat des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

Les tableaux suivants résumant les facteurs clés ayant une incidence sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques par niveau de classement au cours des périodes de trois mois closes respectivement les 31 mars 2014 et 2013 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2013	-	(66)	55	-	14	11	-	(52)	66
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(7)	(13)	-	(10)	8	-	(17)	(5)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	1	-	-	-	4	-	1	4
Contrats réglés	-	8	(1)	-	30	(31)	-	38	(32)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2014	-	(64)	41	-	34	(8)	-	(30)	33
Information additionnelle sur le niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(13)			-			(13)
Total des profits inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat			1			12			13
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 31 mars 2014			-			(19)			(19)

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2012	-	(63)	3	(1)	79	28	(1)	16	31
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(10)	(3)	-	(19)	10	-	(29)	7
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(2)	-	-	(10)	(17)	-	(12)	(17)
Contrats réglés	-	2	-	1	(5)	(4)	1	(3)	(4)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2013	-	(73)	-	-	45	17	-	(28)	17
Information additionnelle sur le niveau III :									
Pertes comptabilisées dans les autres éléments du résultat global			(3)			-			(3)
Total des pertes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			(7)			(7)
Pertes latentes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat liées aux actifs nets détenus au 31 mars 2013			-			(11)			(11)

III. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Les tableaux suivants résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement au cours des périodes de trois mois closes respectivement les 31 mars 2014 et 2013 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2013	-	26	-	-	1	-	-	27	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	29	-	-	-	-	-	29	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(1)	-	-	(3)	-	-	(4)	-
Contrats réglés	-	(11)	-	-	-	-	-	(11)	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2014	-	43	-	-	(2)	-	-	41	-

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2012	-	(50)	-	-	1	-	-	(49)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	28	-	-	-	-	-	28	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(3)	-	-	1	-	-	(2)	-
Contrats réglés	-	(1)	-	-	(1)	-	-	(2)	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2013	-	(26)	-	-	1	-	-	(25)	-

IV. Autres actifs et passifs financiers

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

	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dettes à long terme¹ – 31 mars 2014	-	4 401	-	4 401	4 227
Dettes à long terme ¹ – 31 déc. 2013	-	4 367	-	4 367	4 262

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

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

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

C. Profits et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés de la Société est calculée au moyen des cours rajustés sur une Bourse active ou se prolonge au-delà de la période pour laquelle les cours en Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces dérivés sont établies en utilisant des données d'entrée qui ne sont pas facilement observables. Se reporter à la note 7 B) pour les techniques d'évaluation utilisées pour la juste valeur de niveau III. Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le « prix de transaction ») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un prix du marché qui est coté

sur un marché actif, des opérations observables sur le marché actuel qui sont essentiellement les mêmes, ou une technique d'évaluation qui utilise des données d'entrée du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est différée dans les actifs et passifs de gestion du risque aux états de la situation financière consolidés et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de transaction et la juste valeur établie selon le modèle d'évaluation doit être comptabilisée dans le résultat net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présente comme suit :

Trois mois clos les 31 mars	2014	2013
Profit net non amorti au début de la période	160	5
Nouveaux profits initiaux	5	-
Amortissement comptabilisé en résultat net au cours de la période	4	(2)
Profit net non amorti à la fin de la période	169	3

8. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	31 mars 2014				31 déc. 2013 (Retraité)*	
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total	Total
Actifs de gestion du risque –						
Opérations sur les produits						
énergétiques						
Courants	-	2	-	77	79	99
Non courants	-	71	-	17	88	101
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	73	-	94	167	200
Autres						
Courants	-	35	-	2	37	14
Non courants	-	7	7	-	14	15
Total des autres actifs de gestion du risque	-	42	7	2	51	29
Passifs de gestion du risque –						
Opérations sur les produits						
énergétiques						
Courants	-	19	-	40	59	84
Non courants	-	77	-	28	105	102
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	96	-	68	164	186
Autres						
Courants	1	5	-	4	10	1
Non courants	-	-	-	-	-	1
Total des autres passifs de gestion du risque	1	5	-	4	10	2
Actifs (passifs) nets de gestion						
du risque – Opérations sur						
les produits énergétiques						
	-	(23)	-	26	3	14
Autres actifs (passifs) nets de						
gestion du risque						
	(1)	37	7	(2)	41	27
Total des actifs (passifs) nets de						
gestion du risque						
	(1)	14	7	24	44	41

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

Couvertures

a. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Au 31 mars 2014, les profits cumulés de 4 millions de dollars liés aux couvertures de flux de trésorerie et à d'autres couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée précédemment et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture continuent d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou immédiatement si on ne s'attend plus à ce qu'elles se réalisent.

ii. Incidences de la couverture des flux de trésorerie

Au cours des 12 prochains mois, qui prendront fin le 31 mars 2015, la Société estime que 16 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz naturel et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations de ces facteurs.

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue de certains risques découlant des instruments financiers, qui sont également analysées plus en détail à la note 20 B) des états financiers consolidés annuels les plus récents.

I. Risque lié au prix des produits de base

La valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux produits de base et autres instruments dérivés. La VaR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociation pour compte propre de la Société, sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 %, résultant des fluctuations normales du marché. La VaR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique.

a. Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre

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

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

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

Le secteur Production utilise divers contrats sur produits de base et d'autres instruments financiers afin de gérer le risque lié au prix des produits de base découlant de la production d'électricité, des achats de combustible, des émissions et des sous-produits qu'il juge appropriés. Au 31 mars 2014, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la Société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 30 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 décembre 2013). La VaR au 31 mars 2014 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 9 millions de dollars (11 millions de dollars au 31 décembre 2013).

II. Risque de crédit

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

La Société utilise des notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les limites de crédit des contreparties et des clients. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, de certains actifs financiers au 31 mars 2014 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	85	15	100
Actifs de gestion du risque	100	-	100

L'exposition maximale au risque de crédit de la Société au 31 mars 2014, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables des créances clients et des actifs de gestion du risque figurant dans les états de la situation financière consolidés résumés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté relativement à ces montants.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'une seule contrepartie sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances sur le marché de la Californie (se reporter à la note 5 des états financiers consolidés annuels de 2013) et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 27 millions de dollars au 31 mars 2014 (23 millions de dollars au 31 décembre 2013).

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la Société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses opérations de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social.

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

	2014	2015	2016	2017	2018	2019 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	450	-	-	-	-	-	450
Dette ¹	206	710	29	751	754	1 837	4 287
(Actifs) passifs de gestion du risque –							
Opérations sur les produits énergétiques	(11)	10	10	-	(6)	(6)	(3)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	-	(30)	(3)	(1)	(7)	-	(41)
Intérêt sur la dette à long terme ²	160	182	175	165	125	801	1 608
Dividendes à verser	53	-	-	-	-	-	53
Total	858	872	211	915	866	2 632	6 354

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

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

C. Garanties et modalités conditionnelles d'instruments dérivés

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

Au 31 mars 2014, la Société avait fourni une garantie de 121 millions de dollars (94 millions de dollars au 31 décembre 2013) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si cette révision a lieu, la Société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 103 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 31 mars 2014.

9. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres ¹	Total
Au 31 décembre 2013	77	2 952	912	2 242	578	153	279	7 193
Acquisitions	-	1	-	-	-	68	2	71
Amortissement	-	(69)	(25)	(24)	(14)	-	(3)	(135)
Révisions et ajouts – frais de démantèlement et de remise en état	-	8	2	4	2	-	-	16
Mise hors service d'actifs	-	(4)	(1)	(1)	(1)	-	-	(7)
Variation des taux de change	1	14	12	3	1	1	1	33
Transferts	1	51	5	6	3	(73)	7	-
Au 31 mars 2014	79	2 953	905	2 230	569	149	286	7 171

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

10. DETTE À LONG TERME

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2014			31 déc. 2013		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	749	749	2,5 %	852	852	2,6 %
Déventures	1 242	1 251	6,1 %	1 269	1 251	6,1 %
Billets de premier rang ³	1 896	1 881	5,6 %	1 797	1 809	5,6 %
Dette sans recours ⁴	377	381	5,9 %	376	380	5,9 %
Divers	25	25	6,2 %	28	28	6,3 %
	4 289	4 287		4 322	4 320	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(761)	(761)		(209)	(209)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(35)	(35)		-	-	
Total de la dette à long terme	3 493	3 491		4 113	4 111	

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

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme. Comprendent 300 millions de dollars américains au 31 mars 2014 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2013).

3) Valeur nominale de 1,7 milliard de dollars américains au 31 mars 2014 (1,7 milliard de dollars américains au 31 décembre 2013).

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

Au 31 mars 2014, les facilités de crédit consenties et les facilités de crédit bilatérales de TransAlta totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2013), dont un montant de 0,9 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2013) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2014 totalisaient 427 millions de dollars (370 millions de dollars au 31 décembre 2013), et aucun montant (aucun montant au 31 décembre 2013) n'avait été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins de un an et devraient être renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires.

B. Restrictions

Les conventions de prêt d'un montant de 5 millions de dollars relatives à la centrale de Windsor, détenue par la filiale TransAlta Cogeneration L.P. de la Société, comprennent des dispositions au titre du capital et des intérêts qui limitent la capacité de la Société d'avoir accès aux fonds générés par les activités de la centrale. La Société a fourni une lettre de crédit d'un montant équivalant aux exigences liées au financement, ce qui lui permet d'avoir accès aux fonds.

Les débetures d'un montant de 342 millions de dollars émises par Canadian Hydro Developers, Inc., filiale de la Société, comprennent des clauses restrictives exigeant que le produit de la vente d'actifs soit réinvesti dans des actifs renouvelables similaires.

11. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

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

	Trois mois clos les 31 mars			
	2014		2013	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	268,2	2 916	254,7	2 730
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat facultatif d'actions ordinaires	2,1	28	3,7	53
	270,3	2 944	258,4	2 783
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionnariat des employés	-	(3)	-	(4)
Émises et en circulation à la fin de la période	270,3	2 941	258,4	2 779

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions ordinaires déclarés ou versés au cours des périodes de trois mois closes les 31 mars :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions
<i>2014</i>					
20 février 2014	1 ^{er} avril 2014	0,18	48	30	18
30 octobre 2013	1 ^{er} janvier 2014	0,29	78	50	28
<i>2013</i>					
28 janvier 2013	1 ^{er} avril 2014	0,29	75	22	53
24 octobre 2012	1 ^{er} janvier 2013	0,29	73	20	53

Le 1^{er} avril 2014, 1,5 million d'actions ordinaires ont été émises à l'égard des dividendes réinvestis.

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

12. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

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

Au 31 mars 2014 et au 31 décembre 2013, la Société avait respectivement 12,0 millions, 11,0 millions et 9,0 millions d'actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif de séries A, C et E, émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant présente les dividendes sur actions privilégiées déclarés ou versés au cours des périodes de trois mois closes les 31 mars :

Date de déclaration	Date de versement	Série A		Série C		Série E	
		Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
<i>2014</i>							
20 février 2014	31 mars 2014	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3
<i>2013</i>							
28 janvier 2013	31 mars 2013	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3

13. ENGAGEMENTS

Au 31 mars 2014, la Société avait des engagements résiduels de 75 millions de dollars relativement à la construction d'un nouveau gazoduc en Australie. Ce montant devrait être dépensé au cours des douze prochains mois.

14. ÉVENTUALITÉS

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

15. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Trois mois clos le 31 mars 2014	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits des activités ordinaires	710	65	-	775
Combustible et achats d'électricité	335	-	-	335
Marge brute	375	65	-	440
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	112	19	13	144
Amortissement	129	-	6	135
Réduction de valeur des stocks	4	-	-	4
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Résultats d'exploitation	120	49	(19)	150
Produits tirés des contrats de location-financement	12	-	-	12
Charge d'intérêt nette				(66)
Perte de change				(5)
Résultat avant impôts sur le résultat				91

Trois mois clos le 31 mars 2013	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits des activités ordinaires	523	17	-	540
Combustible et achats d'électricité	201	-	-	201
Marge brute	322	17	-	339
Activités d'exploitation, d'entretien et d'administration	92	7	16	115
Amortissement	122	-	5	127
Réduction de valeur des stocks	14	-	-	14
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
Résultats d'exploitation	83	14	(21)	76
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	(4)	-	-	(4)
Charge d'intérêt nette				(62)
Perte de change				(1)
Perte à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite				(29)
Perte avant impôts sur le résultat				(9)

Le secteur Production comprend un montant de 7 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2014 (7 millions de dollars au 31 mars 2013) d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles.

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

Total des actifs sectoriels	Opérations sur les produits énergétiques			Total
	Production	Siège social		
31 mars 2014	9 029	216	320	9 565
31 déc. 2013 (Retraité)*	9 093	244	287	9 624

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

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

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2014	2013
Dotation aux amortissements selon les comptes de résultat consolidés résumés	135	127
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	15	11
Divers	-	1
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie consolidés résumés	150	139

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

A. Projet énergétique South Hedland

Le 15 avril 2014, la Société a annoncé qu'elle avait désigné le soumissionnaire privilégié pour le projet énergétique South Hedland en Australie-Occidentale. Sous réserve de la conclusion des contrats et de l'obtention des approbations nécessaires à la réalisation du projet, TransAlta construira, détiendra et exploitera une centrale alimentée au gaz à cycle mixte de 150 MW à South Hedland, en Australie-Occidentale. L'investissement est estimé à environ 550 millions de dollars australiens. La centrale devrait livrer de l'électricité en 2016, la mise en service devant être achevée en 2017. La mise en valeur sera entièrement impartie dans le cadre de contrats de 25 ans conclus avec Horizon Power, une société de services publics d'État, et Fortescue Metals Group Ltd., une société minière. Le projet pourrait être étendu pour servir des clients additionnels à des dates ultérieures.

B. Placement secondaire des actions de TransAlta Renewables

En avril 2014, la Société a conclu le placement secondaire annoncé précédemment visant 10 950 000 actions ordinaires de TransAlta Renewables à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire. En outre, l'option de surallocation attribuée au syndicat de preneurs fermes, dirigé par Marchés mondiaux CIBC et RBC Marchés des Capitaux, a été en partie exercée pour 1 000 000 d'actions ordinaires supplémentaires, également à un prix de 11,40 \$ l'action ordinaire.

Le placement a généré un produit brut de 136,2 millions de dollars pour la Société. La Société utilisera le produit net pour réduire la dette et financer la croissance et les activités générales du siège social. Après la clôture du placement, TransAlta détient environ 70,3 % des actions ordinaires de TransAlta Renewables.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 mars 2014	31 décembre 2013
Cours de clôture (TSX) (\$)		12,84	13,48
Fourchette du cours pour les 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	15,55	16,86
	Bas	12,60	12,91
Dette sur le capital investi (%)		55,3	55,6
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours ¹ (%)		52,8	53,3
Dette sur le capital investi, y compris les obligations au titre des contrats de location-financement et la dette sans recours (%)		55,4	55,7
Ratio de la dette sur le BAIIA aux fins de comparaison ² (multiple)		4,0	4,2
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ² (%)		(0,5)	(3,1)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		4,2	3,6
Rendement du capital investi ² (%)		4,1	2,8
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		5,5	5,2
Dividendes en espèces par action ² (\$)		1,05	1,16
Cours/résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (multiple)		35,7	43,5
Couverture par le résultat ² (multiple)		1,3	0,9
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ² (%)		(2 536,4)	(431,0)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		290,6	377,8
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités d'exploitation ^{1, 2, 3} (%)		36,0	42,0
Rendement des actions ² (%)		8,2	8,6
Flux de trésorerie ajustés sur la dette ^{2, 3} (%)		18,4	16,9
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ^{2, 3} (multiple)		4,2	4,0

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 rapport de gestion.

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.

FORMULES DES RATIOS

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

Dettes sur le BAIIA aux fins de comparaison = dette à long terme, y compris la tranche courante - trésorerie et équivalents de trésorerie / 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 investi = résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / moyenne annuelle 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 ordinaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette / intérêts 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 opérationnelles

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 opérationnelles avant 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 variations du fonds de roulement + intérêts sur la dette - produit d'intérêt - intérêts incorporés au coût de l'actif / intérêts sur la dette - produit d'intérêt

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

British Thermal Unit (BTU) – Mesure d'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.

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

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

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

Énergie géothermique – Énergie provenant 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.

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

Société de fiducie CST

C.P. 700, Succursale B

Montréal, Québec, Canada H3B 3K3

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

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

Télécopieur

514.985.8843

Courriel

inquiries@canstockta.com

Site Web

www.canstockta.com/fr

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements

Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.7405

Courriel

investor_relations@transalta.com