

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 aux 31 mars 2013 et 2012 et pour les périodes de trois mois closes à ces dates, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2012. 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 ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS»). Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 22 avril 2013. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes libellés en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents des comptes consolidés résumés de résultat et des états consolidés résumés de la situation financière. Tandis que les éléments des états consolidés résumés de la situation financière 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 consolidés résumés de la situation financière.

FAITS SAILLANTS

Résultats du secteur Production

- Les marges brutes aux fins de comparaison, qui excluent les produits tirés des contrats de location-financement, ont diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 363 millions de dollars d'un trimestre à l'autre, surtout en raison d'une baisse des prix contractuels à la centrale thermique de Centralia et d'une hausse des pénalités en vertu des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») de l'Alberta visant les centrales alimentées au charbon en Alberta découlant d'une augmentation des prix en Alberta pendant les interruptions, compensées par une diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, une baisse des réductions liées au marché et un accroissement des marges des centrales hydroélectriques.
- Le total des produits tirés des contrats de location-financement s'est accru de 9 millions de dollars au cours du trimestre en raison du nouveau contrat de location-financement de Solomon.
- La disponibilité globale a été de 91,5 % par rapport à 91,7 % en 2012.

- La production a augmenté de 1 203 gigawattheures («GWh») pour atteindre 10 644 GWh comparativement à 2012.
- Grâce aux efforts continus pour réduire les coûts et à l'attention soutenue portée à la productivité, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont diminué de 7 millions de dollars pour s'établir à 92 millions de dollars.

Résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques

- Les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques se sont établies à 17 millions de dollars, soit un niveau conforme à celui d'il y a un an.

Faits saillants financiers

- Les fonds provenant des activités opérationnelles se sont accrus de 3 millions de dollars pour s'établir à 192 millions de dollars en regard de la même période de l'exercice précédent.
- Le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») aux fins de comparaison a augmenté de 15 millions de dollars au cours du trimestre en regard de la même période de 2012, pour un total de 267 millions de dollars.
- Le résultat aux fins de comparaison s'est établi à 32 millions de dollars (0,12 \$ par action), en baisse par rapport à 44 millions de dollars (0,20 \$ par action) il y a un an. Cette baisse est imputable à la diminution du résultat du secteur Production provoquée par une réduction de valeur plus élevée des stocks aux fins de comparaison et une régression des recouvrements d'impôts, en partie compensées par les économies réalisées au titre des charges opérationnelles et des frais d'entretien et d'administration.
- Les pertes nettes présentées attribuables aux porteurs d'actions ordinaires ont été de 11 millions de dollars (0,04 \$ par action), en baisse par rapport à un résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 88 millions de dollars (0,39 \$ par action) il y a un an. Ce changement découle des montants non comparables suivants, déduction faite des impôts et taxes :
 - Incidence des couvertures dont la désignation a été annulée de 82 millions de dollars
 - Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite de 22 millions de dollars
- Au cours du trimestre, notre parc éolien de New Richmond est entré en service.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données opérationnelles statistiques :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Disponibilité (%) ¹	91,5	91,7
Production (GWh) ¹	10 644	9 441
Produits des activités ordinaires	540	644
Marge brute ²	339	469
Marge brute aux fins de comparaison ³	380	374
Produits opérationnels ²	76	171
Produits opérationnels aux fins de comparaison ³	128	122
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(11)	88
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,04)	0,39
Résultat net par action aux fins de comparaison ³	0,12	0,20
BALIA aux fins de comparaison ³	267	252
Fonds provenant des activités opérationnelles ³	192	189
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ³	0,74	0,84
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	256	183
Flux de trésorerie disponibles ³	76	10
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29

Aux	31 mars 2013	31 déc. 2012
Total de l'actif	9 357	9 462
Total des passifs non courants	4 749	4 729

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a été de 91,5 % en regard de 91,7 % au cours du premier trimestre de 2012.

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a augmenté de 1 203 GWh en regard de la période correspondante en 2012 en raison d'une diminution de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, du nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et d'une baisse des réductions liées au marché, en partie contrebalancés par une hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et un recul de la demande des clients des CAÉ.

¹ La disponibilité et la production comprennent tous les actifs de production (activités de production, contrats de location-financement et placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence).

² Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments.

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

RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2012	88
Diminution des marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production	(4)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations du secteur Production	(126)
Diminution des charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	13
Diminution de la dotation aux amortissements	2
Diminution du profit à la vente d'actifs	(3)
Diminution de la réduction de valeur des stocks	20
Augmentation des produits tirés de contrats de location-financement	9
Diminution de la quote-part du résultat de coentreprises	(4)
Augmentation de la perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite	(29)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(2)
Diminution de la charge d'impôts sur le résultat	19
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(2)
Divers	8
Perte nette attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2013	(11)

Les marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production pour la période de trois mois close le 31 mars 2013, compte non tenu de l'incidence des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont diminué de 4 millions de dollars comparativement à la période correspondante en 2012, en raison de la baisse des prix des contrats à la centrale thermique de Centralia et de la hausse des pénalités en vertu des CAÉ visant les centrales alimentées au charbon en Alberta découlant d'une augmentation des prix en Alberta au cours des interruptions. La diminution des marges a été compensée en grande partie par un nombre moins élevé d'interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, une baisse des réductions liées au marché et un accroissement des marges des centrales hydroélectriques.

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 par rapport à la période correspondante de 2012, en raison de la comptabilisation en 2012 de profits plus élevés liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces et reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 ont diminué comparativement à la période correspondante en 2012 en raison surtout d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration organisationnelle survenue au cours du quatrième trimestre de 2012 et de l'accent constant mis sur les coûts.

La dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a diminué en regard de 2012 en raison surtout d'une baisse des actifs amortissables causée par les dépréciations d'actifs et la variation des durées d'utilité économique des centrales alimentées au charbon en Alberta résultant des modifications apportées aux règlements fédéraux canadiens en 2012, en partie compensées par une augmentation des actifs résultant de l'acquisition de nouveaux actifs.

La diminution du profit à la vente d'actifs au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013 en regard de 2012 résulte de la reprise d'une provision éventuelle à l'égard de la vente de notre centrale de Grande Prairie en 2012.

La valeur des stocks de charbon a été ramenée à leur valeur nette de réalisation à notre centrale de Centralia. La réduction de valeur en mars 2013 est moindre que celle enregistrée à la période correspondante de 2012 en raison d'une hausse des prix dans la région nord-ouest du Pacifique et d'une diminution des coûts des stocks.

Les produits tirés des contrats de location-financement pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 se sont accrus en regard de la période correspondante de 2012 en raison de l'acquisition de la centrale de Solomon. Nous avons commencé à recevoir des paiements au titre de la location au cours du quatrième trimestre de 2012.

La quote-part du résultat de coentreprises pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a diminué par rapport à 2012 en raison des prix défavorables et d'une augmentation des interruptions planifiées à CE Generation, LLC («CE Gen»).

Au cours du trimestre, nous avons pris en charge certaines obligations au titre des prestations de retraite au moment de la prise en charge du contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale.

La charge d'intérêt nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de la hausse de la dette.

La charge d'impôts sur le résultat pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a diminué par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de la baisse du résultat avant impôts et taxes et d'un recouvrement d'impôts sur le résultat lié à un ajustement du taux d'impôt différé.

Les dividendes sur actions privilégiées pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 ont progressé par rapport à la période correspondante de 2012, le nombre d'actions privilégiées en circulation ayant été plus élevé au cours de 2012.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 se sont accrus de 3 millions de dollars en regard de la période correspondante en 2012 pour s'établir à 192 millions de dollars après l'ajustement du résultat net pour tenir compte des incidences sans effet de trésorerie des activités de gestion du risque.

Les flux de trésorerie disponibles pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 ont augmenté de 66 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2012 en raison d'une baisse des dividendes en espèces versés par suite d'une participation accrue au régime Dividende Bonifié^{MC}, réinvestissement des dividendes et achat facultatif d'actions ordinaires, (le «régime») et d'une diminution des dépenses d'investissement de maintien, en partie contrebalancées par un recul du résultat net.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Unité 1 de la centrale de Keephills

Le 26 mars 2013, nous avons annoncé qu'une interruption était survenue le 5 mars 2013 à l'unité 1 de notre centrale de Keephills par suite d'une défaillance de l'enroulement du générateur. À la suite de cet événement, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée et avons demandé une dispense pour cas de force majeure aux termes du CAÉ. Dans un cas de force majeure, en vertu du CAÉ, nous avons le droit de continuer à recevoir des paiements de capacité et nous n'avons pas à verser de pénalités liées à la disponibilité. Par conséquent, nous ne prévoyons pas que l'interruption aura une incidence financière importante sur la société. Nous travaillons avec le fabricant d'équipement d'origine du générateur pour remettre en service l'unité en toute sécurité, ce qui devrait avoir lieu au début de mai 2013. Au cours du trimestre, l'acheteur du CAÉ nous a informés qu'il porterait l'affaire en arbitrage.

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy («PSE») pendant 11 ans. Le contrat a été approuvé, sous réserve du respect de certaines conditions, le 9 janvier 2013 par la Washington Utilities and Transportation Commission («WUTC»). Le 23 janvier 2013, il a été annoncé que PSE avait déposé une requête de réexamen de certaines conditions stipulées dans la décision émise par la WUTC. Le 22 mars 2013, le juge administratif responsable du processus d'audience réglementaire a émis deux ordonnances de la commission afin d'établir un nouveau calendrier pour le traitement de la requête de réexamen. L'échéance pour le dépôt des réponses à la requête de réexamen est le 30 mai 2013 et l'échéance pour le rendement d'une décision à cet égard est le 28 juin 2013.

New Richmond

Le 13 mars 2013, notre parc éolien de New Richmond de 68 mégawatts («MW») a démarré ses activités commerciales. Le coût total du projet devrait atteindre environ 212 millions de dollars.

SunHills Mining Limited Partnership

Le 17 janvier 2013, nous avons pris en charge le contrôle de l'exploitation et la gestion de la mine de Highvale de Prairie Mines and Royalty Ltd. («PMRL») par l'entremise de notre filiale en propriété exclusive SunHills Mining Limited Partnership («SunHills»). Les employés de PMRL travaillant à la mine de Highvale se sont vu offrir un emploi par SunHills, qui a accepté d'assumer la responsabilité de certaines obligations au titre des prestations de retraite et de la capitalisation du régime de retraite, qui étaient financées au moyen de paiements effectués dans le cadre des contrats d'exploitation minière de PMRL. Par conséquent, une perte avant impôts et taxes de 29 millions de dollars a été comptabilisée, avec les passifs correspondants.

Nous avons aussi signé un contrat de location-financement connexe visant certains éléments de matériel minier utilisés par PMRL dans le cadre des activités d'exploitation minière. Par conséquent, 21 millions de dollars en matériel minier ont été incorporés au coût des immobilisations corporelles, et l'obligation au titre du contrat de location-financement connexe a été comptabilisée. À la fin du bail, nous avons le droit d'acheter les actifs qui ont été loués pour une somme nominale.

Modification des estimations – durées d'utilité

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013, la direction a effectué un examen détaillé des durées d'utilité prévues des actifs de nos centrales hydroélectriques, en ce qui concerne, entre autres, notre programme d'entretien du cycle de vie

économique et l'état actuel des actifs. En conséquence, l'amortissement a été réduit de 1 million de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2013. La charge d'amortissement avant impôts et taxes devrait diminuer de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et de 5 millions de dollars annuellement par la suite.

Réduction de valeur des stocks de la centrale alimentée au charbon de Centralia

Au cours du trimestre, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de 14 millions de dollars liée aux stocks de charbon à notre centrale de Centralia pour ramener la valeur des stocks à leur valeur nette de réalisation.

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 2012.

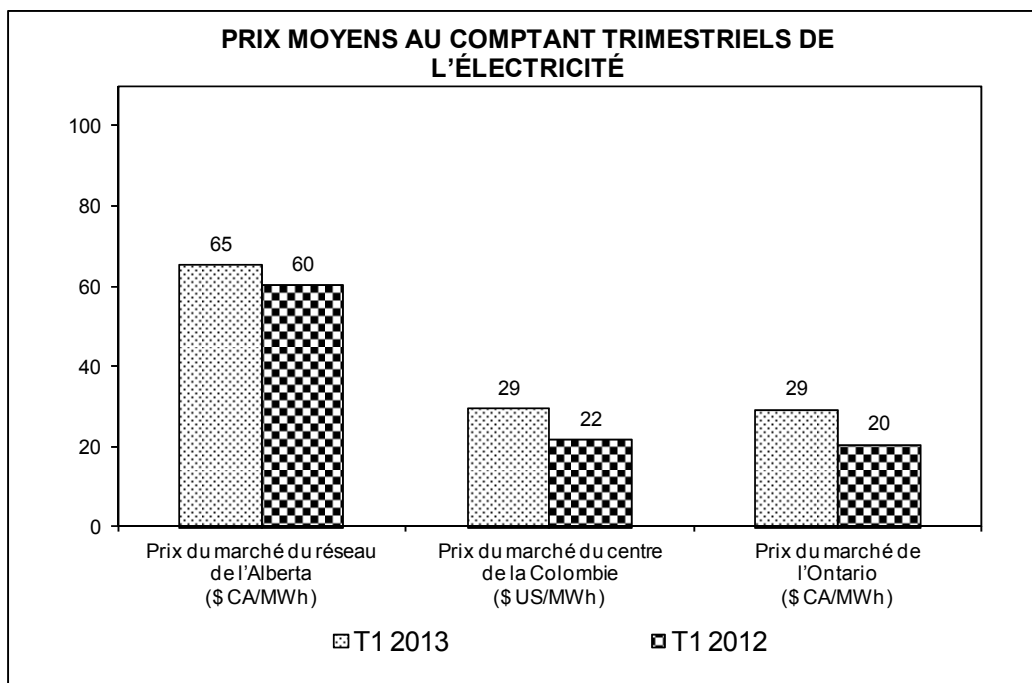
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le premier trimestre de 2013, environ 90 % de notre portefeuille consolidé en électricité 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. Le prix moyen pour le reste de 2013 s'élève à environ 60 \$ 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 2012 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 2013 et 2012 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.



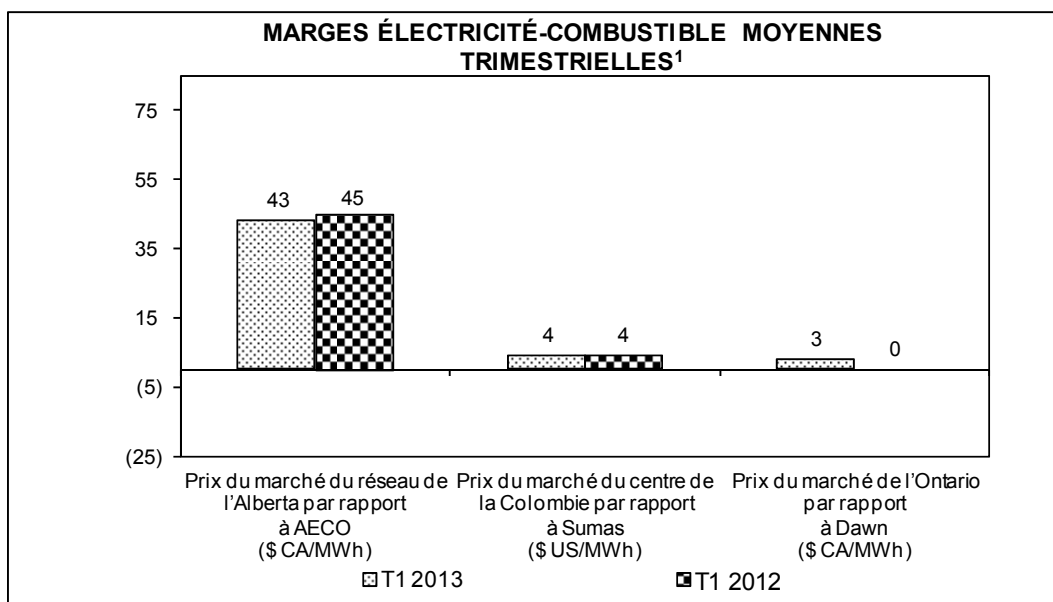
Pour la période de trois mois close le 31 mars 2013, les prix moyens au comptant en Alberta se sont accrus comparativement à la période correspondante en 2012, en raison surtout d'une hausse globale des interruptions planifiées et non planifiées qui ont entraîné un resserrement des conditions de l'offre et de la demande. Dans la région nord-ouest du Pacifique, les prix moyens au comptant ont augmenté en raison d'une hausse des prix du gaz naturel et d'une baisse de la production hydroélectrique. Les prix moyens au comptant en Ontario se sont accrus en regard de 2012 en raison d'une hausse des prix du gaz naturel et des charges plus élevées liées aux conditions météorologiques.

En 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2012 en raison d'un nombre moins élevé de révisions générales prévues et d'une augmentation de la capacité découlant de la mise en service d'installations de production additionnelles, contrebalancés en partie par la croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, nous prévoyons que les prix demeureront faibles en raison des bas prix prévus du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

Marges électricité-combustible

Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2012 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 2013 et 2012 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 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta en regard de la période correspondante en 2012, du fait que les prix du gaz naturel ont grimpé plus rapidement que les prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible ont été conformes à celles de la même période de l'exercice précédent étant donné que les prix de l'électricité et ceux du gaz naturel se sont accrus à des rythmes relativement semblables. Pour la période de trois mois close le 31 mars 2013, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté en Ontario en regard de la période correspondante en 2012 étant donné que les prix de l'électricité ont enregistré une hausse plus marquée que celle du gaz naturel.

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. 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 2012.

Activités de production : Au cours du premier trimestre de 2013, nos activités commerciales ont démarré à New Richmond, un parc éolien de 68 MW au Québec. Au 31 mars 2013, nos actifs de production représentaient une capacité de production brute¹ de 8 268 MW en activité (participation véritable nette de 7 926 MW) et 560 MW en restauration pour ce qui est du projet d'envergure des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. L'information suivante exclut les actifs qui sont comptabilisés à titre de contrats de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

	2013			2012		
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Trois mois clos les 31 mars						
Produits des activités ordinaires	523	41	564	31,59	542	30,36
Combustible et achats d'électricité	201	-	201	11,26	175	9,80
Marge brute	322	41	363	20,33	367	20,55
Activités opérationnelles, entretien et administration	92	-	92	5,15	99	5,55
Amortissement	122	-	122	6,83	124	6,95
Réduction de valeur des stocks	14	-	14	0,78	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	0,39	7	0,39
Répartition des coûts intersectoriels	4	-	4	0,22	3	0,17
Produits opérationnels	83	41	124	6,96	134	7,49
Capacité installée (GWh)	17 856		17 856		17 851	
Production (GWh)	10 112		10 112		8 913	
Disponibilité (%)	91,6		91,6		91,6	

1 Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire 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.

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 opérationnelles.

Activités de production et marges brutes aux fins de comparaison du secteur Production

Les volumes de production, les produits des activités ordinaires aux fins de comparaison, les coûts du combustible et des achats d'électricité, et les marges brutes aux fins de comparaison d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

Trois mois clos le 31 mars 2013	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité aux fins de comparaison	Marge brute aux fins de comparaison	Produits par MWh installé aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé aux fins de comparaison
Charbon	5 275	6 926	228	94	134	32,92	13,57	19,35
Gaz	668	769	30	7	23	39,01	9,10	29,91
Énergies renouvelables	739	2 889	56	3	53	19,38	1,04	18,34
Total – Ouest du Canada	6 682	10 584	314	104	210	29,67	9,83	19,84
Gaz	1 001	1 619	105	51	54	64,85	31,50	33,35
Énergies renouvelables	425	1 573	42	2	40	26,70	1,27	25,43
Total – Est du Canada	1 426	3 192	147	53	94	46,05	16,60	29,45
Charbon	1 678	2 896	71	31	40	24,52	10,70	13,82
Gaz	326	1 184	32	13	19	27,03	10,98	16,05
Total – International	2 004	4 080	103	44	59	25,25	10,78	14,47
	10 112	17 856	564	201	363	31,59	11,26	20,33

Trois mois clos le 31 mars 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits par MWh installé aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé aux fins de comparaison
Charbon	5 263	6 944	210	81	129	30,24	11,66	18,58
Gaz	704	778	31	6	25	39,85	7,71	32,14
Énergies renouvelables	751	2 921	48	3	45	16,43	1,03	15,40
Total – Ouest du Canada	6 718	10 643	289	90	199	27,15	8,46	18,69
Gaz	1 003	1 638	99	43	56	60,44	26,25	34,19
Énergies renouvelables	460	1 444	45	2	43	31,16	1,39	29,77
Total – Est du Canada	1 463	3 082	144	45	99	46,72	14,60	32,12
Charbon	404	2 929	82	32	50	28,00	10,93	17,07
Gaz	328	1 197	27	8	19	22,56	6,68	15,88
Total – International	732	4 126	109	40	69	26,42	9,69	16,73
	8 913	17 851	542	175	367	30,36	9,80	20,55

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars (GWh)
Production de 2012	6 718
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(356)
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(108)
Baisse de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	(36)
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(8)
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(4)
Diminution des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	283
Réductions liées au marché	111
Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	75
Divers	7
Production de 2013	6 682

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	199
Baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	16
Réductions liées au marché	7
Hausse des marges des centrales hydroélectriques	6
Baisse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	4
Prix liés principalement aux couvertures et aux pénalités versées en vertu des centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(11)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(5)
Prix du charbon défavorables	(3)
Divers	(3)
Marge brute aux fins de comparaison de 2013	210

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars (GWh)
Production de 2012	1 463
Baisse des volumes d'énergie éolienne	(31)
Conditions de marché défavorables aux centrales alimentées au gaz naturel	(2)
Divers	(4)
Production de 2013	1 426

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars
Marge brute de 2012	99
Coûts défavorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	(2)
Baisse des volumes d'énergie éolienne	(2)
Divers	(1)
Marge brute de 2013	94

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, et des centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs alimentés au gaz naturel et au diesel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2012 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars (GWh)
Production de 2012	732
Baisse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia	1 301
Hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(25)
Divers	(4)
Production de 2013	2 004

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	69
Baisse des prix des contrats, y compris les marges sur les achats d'électricité	(35)
Prix du charbon ¹	23
Divers	2
Marge brute aux fins de comparaison de 2013	59

Au cours du trimestre, nous avons comptabilisé une réduction de valeur avant impôts et taxes de 14 millions de dollars liée aux stocks de charbon à notre centrale de Centralia pour réduire la valeur des stocks à leur valeur nette de réalisation.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 ont diminué comparativement à la période correspondante en 2012 en raison surtout d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au cours du quatrième trimestre de 2012 et de l'accent constant mis sur les coûts.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 sont présentés ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars
Dotation aux amortissements de 2012	124
Augmentation des actifs	7
Incidence des dépréciations d'actifs	(8)
Modification de la durée d'utilité économique ²	(5)
Modification de la durée d'utilité des actifs hydroélectriques	(1)
Divers	5
Dotation aux amortissements de 2013	122

Contrats de location-financement

Solomon

Le 28 septembre 2012, nous avons fait l'acquisition auprès de Fortescue Metal Groups Ltd. («Fortescue») de sa centrale alimentée au gaz naturel et au diesel de Solomon de 125 MW située en Australie-Occidentale au coût de 318 millions de dollars américains. La centrale et le CAÉ connexe sont comptabilisés à titre de contrat de location-financement, et nous avons commencé à recevoir des paiements en vertu du contrat au quatrième trimestre de 2012. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au cours du deuxième trimestre de 2013.

¹ Le prix du charbon inclut l'incidence de la réduction de valeur des stocks qui n'est pas incluse dans la marge brute.

² Par suite des modifications apportées aux règlements fédéraux canadiens exigeant que les centrales alimentées au charbon soient fermées après un maximum de 50 années d'exploitation. Le projet de règlement précédent proposait la fermeture des installations après 45 ans. La durée d'utilité de ces actifs a été modifiée au cours du troisième trimestre de 2012.

Fort Saskatchewan

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW, dans laquelle TransAlta Cogeneration, L.P. détient une participation de 60 % (participation véritable nette de 35 MW). Les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuons d'exploiter, sont résumées ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Disponibilité (%)	104,5	102,6
Production (GWh)	138	137

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

La production pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 est conforme à celle de la période correspondante de 2012.

Total des produits tirés des contrats de location-financement

Le total des produits tirés des contrats de location-financement pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a augmenté de 9 millions de dollars par rapport à la période correspondante en 2012, du fait des paiements que nous avons commencé à recevoir en octobre 2012 en vertu du contrat conclu avec Fortescue.

Placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence

Nos participations dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River Hydroelectric, L.P., qui comprennent 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 839 MW (participation véritable nette de 390 MW), sont comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de nos participations dans ces placements :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Disponibilité (%)	86,9	92,9
Production (GWh)		
Gaz	140	91
Énergies renouvelables	254	300
Total de la production	394	391

La disponibilité pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 a diminué par rapport à la période correspondante en 2012 en raison de l'accroissement des interruptions planifiées, qui a été compensé en partie par une diminution des interruptions non planifiées.

La production pour le trimestre clos le 31 mars 2013 a progressé par rapport à la période correspondante en 2012, du fait du nombre moins élevé d'interruptions non planifiées et de la hausse de la demande des clients, qui ont été partiellement contrebalancés par l'accroissement du nombre d'interruptions planifiées.

La quote-part de la perte de coentreprises pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 s'est établie à 4 millions de dollars en regard de la quote-part du résultat de coentreprises de néant à la période correspondante en 2012. Cette baisse est surtout imputable aux prix défavorables et à l'accroissement des interruptions planifiées.

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

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque 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 2012 pour plus de détails sur la valeur à risque.*

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

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» de notre rapport de gestion annuel de 2012.

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	
	2013	2012
Produits des activités ordinaires	17	17
Combustible et achats d'électricité	-	-
Marge brute	17	17
Activités opérationnelles, entretien et administration	7	7
Répartition des coûts intersectoriels	(4)	(3)
Produits opérationnels	14	13

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2013, les marges brutes et les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont été conformes à ceux de la période correspondante en 2012.

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 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 liés aux 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	
	2013	2012
Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration	16	22
Amortissement	5	5
Perte opérationnelle	21	27

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 ont diminué comparativement à la période correspondante en 2012 en raison surtout d'une baisse des charges de rémunération par suite de la restructuration survenue au cours du quatrième trimestre de 2012 et de l'accent constant mis sur les coûts.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Intérêts sur la dette	60	56
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	-
Charge d'intérêt	58	56
Désactualisation des provisions	4	4
Charge d'intérêt nette	62	60

La variation de la charge d'intérêt nette pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 par rapport à la période correspondante de 2012 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois clos les 31 mars
Charge d'intérêt nette de 2012	60
Hausse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)
Incidence des taux de change défavorables	1
Hausse des coûts de financement	1
Augmentation de la dette	2
Charge d'intérêt nette de 2013	62

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	
	2013	2012
Résultat avant impôts sur le résultat	(9)	110
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(10)	(13)
Quote-part de la perte de coentreprises	4	-
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	41	(85)
Réduction de valeur des stocks	-	34
Profit à la vente d'actifs	-	(3)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite	29	-
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, compte non tenu des éléments non comparables, assujettis à l'impôt	55	43
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(17)	2
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée et qui sont inefficaces	14	(30)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la réduction de valeur des stocks	-	12
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'actifs	-	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	6	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	9
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite	7	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables	10	(8)
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	18	(19)

La charge d'impôts sur le résultat, compte non tenu des éléments non comparables, pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 s'est accrue par rapport à la période correspondante de 2012 en raison de la hausse du résultat imposable aux fins de comparaison et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens aux fins de comparaison pendant la période antérieure.

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 2013 a augmenté en regard d'il y a un an, par suite d'une variation du montant du résultat entre les territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens aux fins de comparaison pendant la période antérieure.

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 2013 est comparable à celui de la période correspondante de 2012.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états consolidés résumés de la situation financière du 31 décembre 2012 au 31 mars 2013 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	23	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	(140)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et baisse globale des produits des activités ordinaires
Charges payées d'avance	18	Paiement anticipé des primes d'assurance annuelles
Immobilisations corporelles, montant net	34	Acquisitions en partie contrebalancées par l'amortissement
Actifs d'impôt différé	25	Avantages fiscaux des pertes liées à la rentabilité des activités aux États-Unis
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(84)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Autres actifs	13	Augmentation des charges payées d'avance à long terme
Dettes fournisseurs et charges à payer	(45)	Respect du calendrier des paiements et baisse des charges à payer
Dette à long terme (y compris la partie courante)	14	Taux de change défavorable, en partie compensé par les remboursements et une baisse des emprunts en vertu des facilités de crédit
Obligation au titre du contrat de location-financement (y compris la partie courante)	21	Contrat de location-financement pour du matériel utilisé dans les activités d'exploitation minière à la mine de Highvale
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(51)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes et des règlements
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(34)	Perte nette de la période et dividendes sur actions, compensés en partie par l'émission d'actions ordinaires

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 13* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 et à la *note 11* des états financiers consolidés résumés intermédiaires au 31 mars 2013 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 2012 et à la *note 12* 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 n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2012.

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 en vertu des 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 prévisions de prix 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 2013, la valeur comptable de l'actif net au titre des instruments financiers de niveau III était de 17 millions de dollars (valeur comptable de l'actif net de 31 millions de dollars au 31 décembre 2012).

La désignation de certaines de nos relations de couverture a été annulée et elles ont été jugées inefficaces aux fins comptables. Les couvertures avaient trait à la production d'électricité, et les profits connexes sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la production sous-jacente ait lieu ou que la réalisation de celle-ci ait été jugée comme étant très improbable. Aucun profit lié à ces couvertures dont la désignation a été annulée n'a été reclassé dans le résultat au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013 (profit avant impôts et taxes de 75 millions de dollars au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2012).

Au 31 mars 2013, des profits cumulés de 7 millions de dollars liés aux couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée et qui ne répondent plus aux critères 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 ont lieu ou si la réalisation des transactions est jugée comme étant très improbable.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 comparativement à la période correspondante en 2012 :

Trois mois clos les 31 mars	2013	2012	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	27	49	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	256	183	Variations favorables du fonds de roulement de 83 millions de dollars en partie contrebalancées par une baisse de 10 millions de dollars du résultat au comptant
Activités d'investissement	(150)	(164)	Diminution des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles de 11 millions de dollars et incidence au comptant positive nette de 8 millions de dollars liée à la modification de la garantie reçue de contreparties ou versée à celles-ci, en partie contrebalancées par une variation défavorable des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement de 7 millions de dollars et une diminution du produit de la vente d'actifs de 3 millions de dollars
Activités de financement	(84)	(37)	Diminution des emprunts en vertu de facilités de crédit de 73 millions de dollars en partie compensée par une diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 25 millions de dollars attribuable aux dividendes réinvestis dans le cadre du régime de réinvestissement de dividendes
Conversion des liquidités en devises	1	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50	31	

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.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, les emprunts 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 opérationnelles, 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 s'établissait à 4,2 milliards de dollars au 31 mars 2013 comparativement à 4,2 milliards de dollars au 31 décembre 2012.

Facilités de crédit

Au 31 mars 2013, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2012) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 31 mars 2013, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,2 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars au 31 décembre 2012), ce qui correspondait à des retraits réels de 0,9 milliard de dollars (1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2011) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2012). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2016, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales dont un montant de 0,3 milliard de dollars vient à échéance au troisième trimestre de 2013 et un montant de 0,2 milliard de dollars, au quatrième trimestre de 2014. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons de 48 millions de dollars de liquidités disponibles.

Capital social

Le 22 avril 2013, nous avons 262,1 millions d'actions ordinaires en circulation, 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 2013, nous avons 258,4 millions d'actions ordinaires (254,7 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation. Au 31 mars 2013, nous avons également 32,0 millions d'actions privilégiées (32,0 millions au 31 décembre 2012) émises et en circulation.

Nous émettons des actions ordinaires pour un produit au comptant à l'exercice d'options sur actions et dans le cadre d'autres régimes de paiements fondés sur des actions ou du réinvestissement de dividendes. En février 2012, nous avons ajouté au régime une composante Dividende Bonifié^{MC}. Se reporter à la *note 28* des états financiers consolidés audités de notre rapport annuel de 2012 pour plus de renseignements sur les modifications.

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013, 3,7 millions d'actions ordinaires (0,9 million d'actions ordinaires au 31 mars 2012) avaient été émises pour 53 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 mars 2012), ce qui comprenait les dividendes réinvestis en vertu du régime.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2013, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 327 millions de dollars (336 millions de dollars au 31 décembre 2012) et fourni des garanties au comptant de 17 millions de dollars (19 millions de dollars au 31 décembre 2012). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états consolidés résumés de la situation financière aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions.

Engagements

Au cours de mars 2013, le parc éolien de New Richmond a commencé ses activités. Par conséquent, l'entente de service à long terme de 15 ans relative aux réparations et à l'entretien est entrée en vigueur. Les paiements futurs sur la durée de l'entente s'élèvent à environ 35 millions de dollars.

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 («NO_x»), de dioxyde de soufre («SO₂») et de matières particulaires 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 anciennes centrales alimentées au charbon, qui, à elles seules, donneront lieu à des réductions importantes des émissions de NO_x, de SO₂ et de particules. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques, et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta.

Le 27 mars 2012, l'Environmental Protection Agency («EPA») des États-Unis a proposé des normes en matière d'émissions de GES pour les futures centrales alimentées au charbon. Les normes proposées seront respectées grâce à l'utilisation de nouveaux combustibles ou à des technologies du charbon épuré. Comme ce cadre réglementaire ne vise que les nouvelles centrales alimentées au charbon, il n'aura pas d'incidence importante sur nos unités alimentées au charbon existantes de la centrale de Centralia.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales visant à réduire les émissions de mercure provenant des centrales électriques. Les centrales existantes auront jusqu'à quatre ans pour se conformer aux normes. Nous avons déjà installé volontairement une technologie de captage du mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia, et les activités de captage ont été entreprises au début de 2012. Nous avons également installé une autre technologie afin de réduire encore plus les émissions de NO_x, conformément au projet de loi de l'État de Washington adopté en avril 2011.

Nous poursuivons l'amélioration des procédés d'exploitation et les investissements dans nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure aux centrales thermiques de l'Alberta en 2010 afin d'atteindre les objectifs de la province en matière de réduction du mercure de 70 % et, de manière volontaire, à notre centrale alimentée au charbon de Centralia en 2012. L'unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NO_x et de captage de SO₂, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale achevés à nos centrales de Keephills et de Sundance devraient améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions de ces unités.

PERSPECTIVES POUR 2013

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Durant le reste de 2013, les prix de l'électricité en Alberta devraient être plus bas qu'en 2012 en raison du nombre moins élevé de révisions générales prévues et d'une augmentation de la capacité découlant de la mise en service d'installations existantes supplémentaires, contrebalancés en partie par la croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous prévoyons des prix légèrement plus élevés qu'en 2012; cependant, les prix demeureront faibles en raison des bas prix du gaz naturel et d'un ralentissement de la croissance de la charge.

Législation environnementale

La mise au point des règlements canadiens fédéraux visant la réduction des GES pour les centrales alimentées au charbon a donné lieu à d'autres activités. Nous sommes en pourparlers avec le gouvernement provincial afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques, et l'atteinte des objectifs en matière de réduction des émissions de la manière la plus efficace, tout en tenant compte de la fiabilité de la production et de ses coûts en Alberta. Les centrales alimentées au charbon auront ainsi plus de souplesse pour répondre aux 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 2012.

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, la manière dont la législation sur les changements climatiques pour la production à partir de combustibles fossiles sera adoptée n'est pas encore claire. En outre, de nouveaux règlements 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. L'entente que TransAlta a conclue avec l'État de Washington en avril 2011 clarifie la réglementation de l'État concernant un régime de réduction des émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

Dès 2013, la livraison directe d'électricité au California Independent System Operator devra satisfaire à des exigences de conformité établies dans le cadre du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du California Air Resources Board. Pendant que le California Air Resources Board finalise sa réglementation, nous resterons à l'affût de tout changement qui nous permettra de répondre aux exigences du programme de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES.

En Australie, la taxe sur le carbone mise en application en juillet 2012 demeure en vigueur et devrait passer de 23,00 \$ AU à 24,15 \$ AU par tonne en juillet 2013. Même si les activités alimentées au gaz de TransAlta sont assujetties à l'impôt, tous les frais connexes sont transférés aux clients qui sont sous contrat.

Nous continuons de surveiller étroitement le progrès des modifications à la législation environnementale ainsi que les risques connexes pour nos activités futures.

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

Environnement économique

En 2013, nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie et une croissance faible dans 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 ne comptons aucune perte liée à une contrepartie importante au premier trimestre de 2013. Nous continuons de surveiller le risque de crédit lié à la contrepartie et avons établi des politiques de gestion du risque afin de réduire le risque de contrepartie. 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 opérationnelles

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter pendant le reste de 2013 en raison de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Avant l'incidence de la répartition économique, l'ensemble de la production devrait s'accroître en 2013 en raison de la diminution des interruptions planifiées, de la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de l'achèvement de la construction du parc éolien de New Richmond. La disponibilité globale devrait être de 89 % à 90 % en 2013 en raison de la diminution des interruptions planifiées dans l'ensemble des centrales.

Flux de trésorerie contractuels

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est visée par 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 2013, environ 89 % de notre capacité de 2013 était assujettie à des contrats. Pour le reste de 2013, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme s'établit à environ 60 \$ 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. En janvier 2013, nous avons pris en charge le contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale de PMRL. Les coûts du charbon pour 2013, selon la méthode du coût standard, devraient être comparables à ceux de 2012 en présumant que le contrôle de l'exploitation et de la gestion contrebalancera toute hausse de coûts mentionnée auparavant.

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 2013 devrait diminuer de 6 % à 8 %.

La valeur des stocks de charbon est évaluée afin de déterminer si elle a subi une dépréciation chaque date de clôture. Si les stocks ont perdu de la valeur, des imputations additionnelles seront comptabilisées dans le résultat net. Pour plus de renseignements sur l'imputation pour dépréciation des stocks comptabilisée en 2013, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

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 annuelle des prix dans un proche avenir.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et à des instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour 2013 devraient être semblables à ceux de 2012 en raison des économies de coûts découlant de la restructuration organisationnelle au cours du quatrième trimestre, contrebalancées par les coûts supplémentaires liés à la remise en service des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et au démarrage du parc éolien de New Richmond.

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 à la législation. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Nous visons à ce que la contribution du secteur Opérations sur les produits énergétiques dégage une marge brute variant de 40 millions de dollars à 60 millions de dollars pour 2013.

Exposition aux fluctuations des taux de change

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

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2013 ne devrait pas varier de manière importante comparativement à celle présentée en 2012. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

En raison de l'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ou de l'augmentation des activités de négociation sur le marché, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates en vertu de 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 2012, sont fondées sur notre conjoncture et nos 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 et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque et sur l'évaluation de l'actif aux fins du calcul 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 2013, devrait se situer entre 10 % et 15 %, 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 opérationnelles courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

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

Nous avons un projet d'envergure dont la date d'achèvement est prévue au quatrième trimestre de 2013. Voici un résumé :

	Total – projet		2013		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Croissance						
New Richmond	212	216	15 - 25	28	Démarrage des activités commerciales au T1 2013	Parc éolien de 68 MW au Québec
Projets d'envergure						
Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	190	92	130 - 145	48	T4 2013	Capacité de production combinée de 560 MW des unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance
Total de la croissance et des projets d'envergure	402	308	145 - 170	76		

¹ Représentent les montants engagés au 31 mars 2013. Au cours du trimestre, nous avons enregistré également une réduction de coûts de 1 million de dollars pour les centrales ayant auparavant démarré leurs activités.

Le total des dépenses estimées pour le parc éolien de New Richmond est inférieur au montant engagé à ce jour en raison des recouvrements estimatifs à recevoir en 2013.

Transport

Pour le trimestre clos le 31 mars 2013, un total de 2 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les dépenses estimées de 2013 pour les projets de transport s'élèvent à 7 millions de dollars. Les projets de transport comprennent des travaux importants d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité du débit dans les lignes.

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

Pour 2013, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Coût prévu	Dépenses à ce jour¹
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	90 - 100	15
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et aux achats de terrains	40 - 50	8
Entretien planifié d'envergure	Travaux périodiques d'entretien planifié d'envergure	165 - 185	28
Total des dépenses d'investissement de maintien		295 - 335	51
Dépenses liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	30 - 50	4
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité		325 - 385	55

En raison de la prise en charge du contrôle de l'exploitation et de la gestion de la mine de Highvale, les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour 2013 seront ajustées au cours de l'exercice à mesure que des dépenses supplémentaires seront engagées. Nous évaluons actuellement l'incidence de ces facteurs sur nos dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité pour 2013. Au cours du trimestre, nous avons acquis 21 millions de dollars en matériel minier en vertu d'un contrat de location-financement.

¹ Représentent les montants engagés au 31 mars 2013.

Notre important programme d'entretien planifié est lié aux activités d'entretien d'envergure prévues au calendrier et comprend les coûts liés à l'inspection, aux réparations et à l'entretien, et au remplacement des composantes existantes. Il ne comprend pas les montants des travaux d'entretien courants, des travaux d'entretien non planifiés et des inspections et révisions mineures, qui sont passés en charges lorsqu'ils sont engagés. Les détails du programme d'entretien planifié d'envergure de 2013 sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2013	Dépenses à ce jour ¹
Incorporées dans le coût de l'actif	90 - 105	75 - 80	165 - 185	28
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	90 - 105	75 - 85	165 - 190	28

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perdus à ce jour
GWh perdus	1 660 - 1 670	420 - 430	2 080 - 2 100	228

Financement

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

MODIFICATIONS COMPTABLES

Adoption des nouveaux IFRS ou des IFRS modifiés

Le 1^{er} janvier 2013, nous avons adopté les nouvelles normes comptables suivantes qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») :

IFRS 10, États financiers consolidés

L'IFRS 10 remplace les sections de l'International Accounting Standard («IAS») 27, *États financiers consolidés et individuels*, qui abordent les états financiers consolidés, et la Standing Interpretations Committee («SIC») Interpretation 12, *Consolidation – Entités ad hoc*. L'IFRS 10 définit le principe de contrôle, établit le contrôle comme étant la base pour déterminer si les entités doivent être consolidées et fournit des lignes directrices sur la manière d'appliquer le principe de contrôle afin de déterminer si un investisseur contrôle une entreprise détenue. Selon l'IFRS 10, un investisseur exerce un contrôle sur une entité lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il exerce un pouvoir sur l'entité émettrice, ii) il est exposé ou a droit aux rendements variables découlant de l'entité et iii) il a la capacité d'influer sur les rendements qu'il obtient.

Nous avons appliqué rétrospectivement l'IFRS 10 en réévaluant si, le 1^{er} janvier 2013, nous détenions le contrôle de toutes nos entités consolidées auparavant. Par suite de l'adoption de l'IFRS 10, aucun changement n'est survenu dans les entités contrôlées et consolidées.

¹ Représentent les montants engagés au 31 mars 2013.

IFRS 11, Partenariats

L'IFRS 11 remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des partenariats selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de sa participation dans les partenariats. Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. En vertu de l'IFRS 11, les partenariats sont classés soit comme une activité commune, soit comme une coentreprise, tandis que, selon l'IAS 31, ils étaient classés comme un actif contrôlé conjointement, une entreprise contrôlée conjointement ou une entité contrôlée conjointement. Selon l'IFRS 11, il faut utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises, alors que l'IAS 31 permettait de choisir entre la méthode de la mise en équivalence et la méthode de la consolidation proportionnelle pour la comptabilisation des entités contrôlées conjointement. Dans le cas des entreprises communes, selon l'IFRS 11, chaque partie comptabilise la quote-part de ses actifs, passifs, produits et charges du partenariat, ce qui entraîne généralement l'utilisation de la méthode de la consolidation proportionnelle.

Nous avons appliqué l'IFRS 11 rétrospectivement en réévaluant les types de partenariat et avons comptabilisé chaque partenariat au 1^{er} janvier 2013. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

IFRS 12, Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités ad hoc). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de ses intérêts dans d'autres entités et les risques qui y sont associés ainsi que l'incidence de ces intérêts sur ses états financiers. Les informations à fournir par suite de l'adoption de l'IFRS 12 figurent aux notes 7, 10 et 18 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires.

IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

L'IFRS 13 établit des lignes directrices uniques pour toutes les évaluations de la juste valeur exigées par d'autres normes IFRS, clarifie la définition de la juste valeur et accroît les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS imposent ou permettent des évaluations de la juste valeur ou la communication d'informations à leur sujet. L'IFRS 13 précise comment une entité doit évaluer la juste valeur et présenter de l'information à cet égard. Elle ne précise pas quand une entité doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'adoption prospective de l'IFRS 13 le 1^{er} janvier 2013 n'a eu aucune incidence financière importante sur la situation financière consolidée ou les résultats opérationnels consolidés; toutefois, certaines informations additionnelles ou plus détaillées doivent être fournies et figurent à la note 11 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires.

IAS 1, Présentation des états financiers

Les modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, publiées en juin 2011 visaient à améliorer l'uniformité et la clarté de la présentation des postes du résultat global en exigeant que les éléments présentés dans les autres éléments du résultat global soient regroupés en fonction de leur reclassement ou non, à un moment donné, en résultat net. Les états consolidés du résultat global ont été remaniés afin de répondre aux exigences en matière de regroupement.

IAS 19, Avantages du personnel

Les modifications apportées à l'IAS 19, *Avantages du personnel*, visent à améliorer la comptabilisation et la présentation des régimes à prestations définies, et la communication d'informations à leur sujet. Selon les modifications, les variations des

obligations au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs des régimes doivent être comptabilisées lorsqu'elles surviennent, éliminant ainsi la «méthode du corridor» auparavant permise. Tous les écarts actuariels doivent être comptabilisés immédiatement dans les autres éléments du résultat global, et le montant net du passif ou de l'actif au titre du régime de retraite doit être comptabilisé dans le montant total du déficit ou de l'excédent. Les autres modifications se rapportent à la présentation, en trois composantes, des variations des obligations au titre des prestations définies et des actifs des régimes : le coût des services et le coût financier net sont comptabilisés dans le résultat net, et la réévaluation est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global. La notion du coût financier net aux termes des modifications élimine celle du rendement attendu des actifs des régimes auparavant comptabilisé en résultat net.

Nous calculons le coût financier net de nos régimes à prestations définies en appliquant le taux d'actualisation au début de la période au passif net des régimes à prestations définies au début de la période. Le rendement attendu des actifs des régimes n'est plus calculé et n'est plus comptabilisé dans la charge au titre des régimes de retraite. L'élimination de la méthode du corridor n'a pas eu d'incidence étant donné que, depuis l'adoption des IFRS, nous avons comptabilisé les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global dans la période au cours de laquelle ils sont survenus.

Au moment de l'adoption, nous avons appliqué les modifications rétrospectivement. L'incidence de cette adoption, au 31 décembre 2012 et au 1^{er} janvier 2012, consiste en une hausse de la charge cumulative au titre des régimes de retraite avant impôts et taxes des périodes précédentes de respectivement 17 millions de dollars et 11 millions de dollars (de respectivement 12 millions de dollars et 8 millions de dollars après impôts et taxes), entraînée par l'application des exigences liées au coût financier net.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté de 1 million de dollars en raison de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite, les pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies présentées dans les autres éléments du résultat global ont diminué de 1 million de dollars, et le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a baissé de 0,01 \$.

Interprétation 20, *Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert* («IFRIC 20»)

L'IFRIC 20 précise les exigences liées à la comptabilisation des frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert. Les frais de découverte sont les frais rattachés à l'enlèvement des stériles d'une mine à ciel ouvert pour avoir accès aux gisements de minerai. L'interprétation indique à quel moment l'opération de découverte devrait mener à la comptabilisation d'un actif et comment cet actif devrait être évalué initialement et dans les périodes subséquentes.

Nous comptabilisons un actif au titre des activités de découverte pour notre mine de Highvale lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il est probable que les avantages futurs associés à l'amélioration de l'accès aux réserves de charbon dans le cadre des activités de découverte seront réalisés, ii) la composante de la réserve de charbon pour laquelle l'accès a été amélioré peut être identifiée et iii) les coûts liés aux activités de découverte relatifs à cette composante peuvent être évalués de façon fiable. Les coûts comprennent les coûts directement engagés pour mener les activités de découverte ainsi qu'une répartition des frais généraux directement attribuables. L'actif au titre des activités de découverte qui en découle est amorti selon le mode de l'unité de production sur la durée d'utilité attendue de la composante identifiée à laquelle il a trait. L'amortissement est comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon.

Comme l'exige la disposition transitoire de l'IFRIC 20, nous avons appliqué l'interprétation aux frais de découverte engagés dans le cadre de l'exploitation à partir du 1^{er} janvier 2011, soit la première période de présentation qui sera présentée dans nos états financiers annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2013. L'incidence de cette application sur les états consolidés résumés de la situation financière au 31 décembre 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et l'augmentation de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 3 millions de dollars des passifs d'impôt différé et la diminution de 8 millions de dollars du déficit non distribué.

L'incidence de cette application sur les états consolidés résumés de la situation financière au 1^{er} janvier 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et la diminution de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 2 millions de dollars des passifs d'impôt différé et l'augmentation de 5 millions de dollars des résultats non distribués.

La modification de la méthode comptable n'a pas eu d'incidence importante sur la période de trois mois close le 31 mars 2012.

IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir

Les modifications apportées à l'IFRS 7 comprennent la présentation d'informations sur tous les instruments financiers comptabilisés qui sont compensés selon l'IAS 32. Les modifications exigent également la présentation d'informations sur les instruments financiers comptabilisés faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires et d'autres accords semblables même s'ils ne sont pas compensés selon l'IAS 32. Les informations à fournir qui en découlent figurent à la note 12 de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires.

Améliorations annuelles de 2009 à 2011

En mai 2012, l'IASB a publié un recueil de modifications non urgentes, mais nécessaires qui ont été apportées à plusieurs IFRS dans le cadre de son processus d'améliorations annuelles. Nous avons appliqué les modifications, le cas échéant, le 1^{er} janvier 2013. Les modifications, généralement de nature technique et ayant une portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ou les résultats opérationnels consolidés.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et qui n'ont pas encore été appliquées, sont les suivantes : IFRS 9, *Instruments financiers*, IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, et *Entités d'investissement* (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IAS 27). Veuillez vous reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2012 pour plus de renseignements.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

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

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs opérationnels selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après, et ailleurs dans le présent 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 opérationnelles 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 produits opérationnels aux fins de comparaison et du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des informations supplémentaires et leur permet d'en évaluer les tendances par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de l'incidence de certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. Comme ces profits (pertes) ont déjà été comptabilisé(s) dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. Dans le calcul des mesures du résultat aux fins de comparaison, nous avons également exclu la réduction de valeur des stocks de charbon au premier trimestre de 2012, puisque la comptabilisation de la réduction de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les trimestres précédents.

Les autres ajustements apportés au résultat, comme le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé, le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, le profit à la vente d'actifs et les charges de restructuration, 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.

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

Résultat net aux fins de comparaison

Le rapprochement du résultat net aux fins de comparaison et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(11)	88
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	27	(55)
Réduction de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	-	22
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'ajustement du taux d'impôt différé	(6)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	(9)
Profit à la vente d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	-	(2)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite, déduction faite des impôts et taxes	22	-
Résultat net aux fins de comparaison	32	44
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	258	225
Résultat net par action aux fins de comparaison	0,12	0,20

Marge brute aux fins de comparaison

La marge brute aux fins de comparaison est calculée comme suit :

	Trimestres clos le 31 mars	
	2013	2012
Marge brute	339	469
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	41	(85)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ¹	-	(10)
Marge brute aux fins de comparaison	380	374

Produits opérationnels aux fins de comparaison

Le tableau ci-après présente un rapprochement des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Produits opérationnels	76	171
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	41	(85)
Réduction de valeur des stocks	-	34
Produits des contrats de location-financement	11	2
Produits opérationnels aux fins de comparaison	128	122

BAIIA aux fins de comparaison

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 opérationnelles 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.

¹ Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres comparatifs ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

Le tableau ci-après présente un rapprochement du BAIIA et des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Produits opérationnels	76	171
Réduction de valeur des stocks	-	34
Produits des contrats de location-financement	11	2
Amortissement selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie ¹	139	140
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui sont inefficaces	41	(85)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	-	(10)
BAIIA aux fins de comparaison	267	252

Fonds provenant des activités opérationnelles et fonds provenant des activités opérationnelles par action

La présentation des fonds provenant des activités opérationnelles et des fonds provenant des activités opérationnelles par action d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des tendances des flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités opérationnelles par action sont calculés comme suit en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	256	183
Règlement des frais de restructuration	4	-
Calendrier des paiements liés à la prise en charge d'obligations au titre des prestations de retraite	9	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(77)	6
Fonds provenant des activités opérationnelles	192	189
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	258	225
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	0,74	0,84

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités provenant des activités opérationnelles générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus des emprunts, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

¹ Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus au poste Combustible et achats d'électricité dans les comptes consolidés résumés de résultat.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses liées à la productivité pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie, moins un montant de 77 millions de dollars que nous avons investi dans des projets et dans la croissance. Pour la période correspondante de 2012, nous avons investi 37 millions de dollars (36 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets et dans la croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	256	183
Ajouter (déduire) :		
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(77)	6
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses liées à la productivité	(55)	(107)
Dividendes versés sur actions ordinaires ¹	(20)	(45)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(9)	(8)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(19)	(19)
Flux de trésorerie disponibles	76	10

Nous visons à maintenir des soldes de trésorerie et des facilités de crédit consenties suffisants pour financer les sorties de fonds nettes liées à nos affaires de la période.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	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 par action aux fins de comparaison	(0,10)	0,18	0,22	0,12

	T2 2011	T3 2011	T4 2011	T1 2012
Produits des activités ordinaires	507	613	688	644
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	12	50	24	88
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,05	0,22	0,11	0,39
Résultat par action aux fins de comparaison	0,29	0,27	0,13	0,20

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.

¹ Déduction faite des dividendes réinvestis dans le cadre du régime.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Comme il est exigé par la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), 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 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 l'assurance raisonnable 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 2013, 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. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où elles sont formulées et sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture et des faits nouveaux prévus ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que nos résultats réels diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours, y compris les accroissements de la capacité nominale et les projets d'envergure et leurs coûts connexes; les dépenses estimées engagées dans la croissance et des projets d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité; les attentes en termes de coûts opérationnels, 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 opérationnelles 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 prévue du nombre moins élevé de révisions générales, de la croissance de la charge, de la capacité accrue, et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité du secteur Production, de la capacité et de la production; le financement prévu

de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue sur la société, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et le risque qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables; les taux de croissance prévus sur nos marchés; les attentes au titre de l'issue des réclamations contractuelles ou réclamations juridiques existantes ou éventuelles; les 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; la surveillance de notre exposition au risque de liquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; nos pratiques de crédit; et l'apport estimé du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute.

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 opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques à l'étranger; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; et les projets de mise en valeur et les acquisitions. 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 2012 et à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle de 2013.

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 CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Non audité		(Retraité)*
Produits des activités ordinaires (note 5)	540	644
Combustible et achats d'électricité (note 6)	201	175
Marge brute	339	469
Activités opérationnelles, entretien et administration (note 6)	115	128
Amortissement	127	129
Réduction de valeur des stocks (note 14)	14	34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7
Produits opérationnels	76	171
Produits tirés des contrats de location-financement	11	2
Quote-part de la perte de coentreprises (note 7)	(4)	-
Profit à la vente d'actifs (note 4)	-	3
Perte de change	(1)	(6)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite (note 3)	(29)	-
Charge d'intérêt nette (notes 8 et 11)	(62)	(60)
Résultat avant impôts sur le résultat	(9)	110
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 9)	(17)	2
Résultat net	8	108
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires de TransAlta	(2)	95
Participations ne donnant pas le contrôle	10	13
	8	108
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(2)	95
Dividendes sur actions privilégiées (note 21)	9	7
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(11)	88
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	258	225
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(0,04)	0,39

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

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Non audité		<i>(Retraité)*</i>
Résultat net	8	108
Profits actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ¹	7	(9)
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	1
Total des éléments qui ne seront pas reclassés dans le résultat net	8	(8)
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	25	(32)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ³	(21)	21
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ⁴	14	(9)
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(19)	(9)
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(2)	-
Total des éléments qui pourraient être reclassés dans le résultat net	(3)	(29)
Autres éléments du résultat global	5	(37)
Total du résultat global	13	71
Total du résultat global attribuable aux :		
Porteurs d'actions ordinaires	(4)	65
Participations ne donnant pas le contrôle	17	6
	13	71

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

1 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (recouvrement de 3 en 2012).

2 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (néant en 2012).

3 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (charge de 3 en 2012).

4 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (charge de 1 en 2012).

5 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (charge de 17 en 2012).

6 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (néant en 2012).

Voir les notes jointes.

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

	31 mars 2013	31 décembre 2012	1 ^{er} janvier 2012
Non audité		(Retraité)*	(Retraité)*
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 13)	50	27	49
Créances clients	457	597	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	2	2	3
Garanties versées (note 12)	17	19	45
Charges payées d'avance	25	7	8
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	123	201	391
Stocks (note 14)	95	93	92
Impôts sur le résultat à recevoir	6	3	2
	775	949	1 131
Placements (note 7)	170	172	193
Créances à long terme	-	-	18
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	363	357	42
Immobilisations corporelles (note 15)			
Coût	11 641	11 481	11 386
Amortissement cumulé	(4 563)	(4 437)	(4 115)
	7 078	7 044	7 271
Goodwill	447	447	447
Immobilisations incorporelles	283	284	276
Actifs d'impôt différé	75	50	169
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	63	69	99
Autres actifs (note 16)	103	90	90
Total de l'actif	9 357	9 462	9 736
Dettes fournisseurs et charges à payer	450	495	463
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17)	25	33	99
Garanties reçues (notes 11 et 12)	1	2	16
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	110	167	208
Impôts sur le résultat à payer	5	6	22
Dividendes à payer (notes 20 et 21)	76	75	67
Partie courante des obligations au titre des contrats de location-financement (note 3)	9	-	-
Partie courante de la dette à long terme (notes 11, 12 et 18)	620	607	316
	1 296	1 385	1 191
Dette à long terme (notes 11, 12 et 18)	3 611	3 610	3 721
Obligations au titre des contrats de location-financement (note 3)	12	-	-
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 17)	287	279	283
Passifs d'impôt différé	424	433	486
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	112	106	142
Crédits différés et autres passifs non courants (note 19)	303	301	281
Capitaux propres			
Actions ordinaires (note 20)	2 780	2 726	2 273
Actions privilégiées (note 21)	781	781	562
Surplus d'apport	9	9	9
Résultats non distribués (déficit)	(448)	(362)	524
Cumul des autres éléments du résultat global (note 22)	(138)	(136)	(94)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 984	3 018	3 274
Participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	328	330	358
Total des capitaux propres	3 312	3 348	3 632
Total du passif et des capitaux propres	9 357	9 462	9 736

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

Éventualités (note 23)

Engagements (note 24)

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 2013

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Déficit non distribué	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2012	2 726	781	9	(362)	(136)	3 018	330	3 348
Résultat net	-	-	-	(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 du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(2)	(2)	-	(2)
Total du résultat global						(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)
Émission d'actions ordinaires	54	-	-	-	-	54	-	54
Solde au 31 mars 2013	2 780	781	9	(448)	(138)	2 984	328	3 312

Trois mois clos le 31 mars 2012
(Retraité)*

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Surplus d'apport	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuables aux actionnaires	Attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2011	2 273	562	9	524	(94)	3 274	358	3 632
Résultat net	-	-	-	95	-	95	13	108
Autres éléments du résultat global :								
Pertes nettes à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(11)	(11)	-	(11)
Pertes nettes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(10)	(10)	(7)	(17)
Pertes actuarielles nettes sur régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(9)	(9)	-	(9)
Total du résultat global						65	6	71
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(65)	-	(65)	-	(65)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(7)	-	(7)	-	(7)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(19)	(19)
Émission d'actions ordinaires	20	-	-	-	-	20	-	20
Solde au 31 mars 2012	2 293	562	9	547	(124)	3 287	345	3 632

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

¹ Voir la note 22 pour plus de précisions sur les composantes et les variations des autres éléments du résultat global.

Voir les notes jointes.

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Non audité		<i>(Retraité)*</i>
Activités opérationnelles		
Résultat net	8	108
Amortissement (note 25)	139	140
Profit à la vente d'actifs (note 4)	-	(3)
Désactualisation des provisions (note 17)	4	4
Fais de démantèlement et de remise en état réglés (note 17)	(5)	(6)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 9)	(25)	3
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque	41	(69)
Perte de change latente	4	9
Provisions	(7)	-
Quote-part de la perte de coentreprises, déduction faite des distributions reçues (note 7)	4	-
Autres éléments sans effet de trésorerie	16	3
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	179	189
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 26)	77	(6)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	256	183
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 15)	(125)	(137)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(7)	(6)
Produit de la vente d'actifs (note 4)	-	3
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(2)	(2)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties	(1)	-
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties	3	(6)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	1	1
Divers	-	(5)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités d'investissement	(19)	(12)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(150)	(164)
Activités de financement		
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 18)	(33)	40
Remboursement de la dette à long terme (note 18)	(2)	(2)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 20)	(20)	(45)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 21)	(9)	(8)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 10)	(19)	(19)
Divers	(1)	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(84)	(37)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	22	(18)
Incidence de la conversion sur les liquidités en devises	1	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	23	(18)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	27	49
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50	31
Impôts sur le résultat au comptant payés	12	15
Intérêts au comptant payés	39	46

* Voir la note 2 pour les retraitements touchant les périodes antérieures.
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, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés annuels les plus récents de la société.

Les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités comprennent les comptes de la société et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Se reporter à l'analyse de l'adoption de la Norme internationale d'information financière («IFRS») 10, *États financiers consolidés*, figurant à la note 2 A) pour des renseignements sur les incidences de l'application de la nouvelle définition du contrôle selon les IFRS.

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 des présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités a été reçue du conseil d'administration le 22 avril 2013.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des présents états financiers consolidés résumés selon les 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 2012 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables critiques et des principales sources d'incertitude de mesure.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

A. Adoption de nouvelles normes IFRS ou de normes IFRS modifiées

Le 1^{er} janvier 2013, la société a adopté les nouvelles normes comptables suivantes, qui ont déjà été publiées par l'IASB :

I. IFRS 10, *États financiers consolidés*

L'IFRS 10 remplace les sections de l'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, qui abordent les états financiers consolidés, et la Standing Interpretations Committee («SIC») Interpretation 12, *Consolidation – Entités ad hoc*. L'IFRS 10 définit le principe de contrôle, établit le contrôle comme étant la base pour déterminer si les entités doivent être consolidées et fournit des lignes directrices sur la manière d'appliquer le principe de contrôle afin de déterminer si un investisseur contrôle une entreprise détenue. Selon l'IFRS 10, un investisseur exerce un contrôle sur une entité lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il exerce un pouvoir sur l'entité émettrice, ii) il est exposé ou a droit aux rendements variables découlant de l'entité et iii) il a la capacité d'influer sur les rendements qu'il obtient.

L'IFRS 10 a été appliquée rétrospectivement par la société, qui a réévalué si, au 1^{er} janvier 2013, elle détenait le contrôle de toutes les entités qu'elle consolidait précédemment. Aucun changement relatif aux entités contrôlées et consolidées par la société n'est survenu à la suite de l'adoption de l'IFRS 10.

II. IFRS 11, *Partenariats*

L'IFRS 11 remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des partenariats selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de sa participation à des partenariats. Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint. En vertu de l'IFRS 11, les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise, tandis que, selon l'IAS 31, ils étaient classés comme un actif contrôlé conjointement, une activité contrôlée conjointement ou une entité contrôlée conjointement. Selon l'IFRS 11, il faut utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises, alors que l'IAS 31 permettait de choisir entre la méthode de la mise en équivalence et la méthode de la consolidation proportionnelle pour la comptabilisation des entités contrôlées conjointement. Dans le cas des entreprises communes, selon l'IFRS 11, chaque partie comptabilise la quote-part de ses actifs, passifs, produits et charges du partenariat, ce qui entraîne généralement l'utilisation de la méthode de la consolidation proportionnelle.

L'IFRS 11 a été appliquée rétrospectivement par la société, qui a réévalué les types de partenariat et a comptabilisé chaque partenariat existant au 1^{er} janvier 2013. Cette application n'a pas eu d'incidence importante.

III. IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*

L'IFRS 12 vise à accroître les informations à fournir à l'égard des intérêts que détient une entité dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées consolidées et non consolidées (entités ad hoc). L'IFRS 12 vise à ce que l'entité fournisse des informations qui aideront les utilisateurs des états financiers à évaluer la nature de ses intérêts dans d'autres entités et les risques qui y sont associés ainsi que l'incidence de ces intérêts sur ses états financiers. Les informations à fournir découlant de l'adoption de l'IFRS 12 sont présentées aux notes 7, 10 et 18.

IV. IFRS 13, Évaluation de la juste valeur

L'IFRS 13 établit des lignes directrices uniques pour toutes les évaluations de la juste valeur exigées par d'autres normes IFRS, clarifie la définition de la juste valeur et accroît les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS imposent ou permettent des évaluations de la juste valeur ou la communication d'informations à leur sujet. L'IFRS 13 précise comment une entité doit évaluer la juste valeur et communiquer de l'information à cet égard, mais ne précise pas quand elle doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'adoption prospective de l'IFRS 13 par la société le 1^{er} janvier 2013 n'a pas eu d'incidence financière importante sur sa situation financière ou ses résultats opérationnels consolidés; toutefois, certaines informations additionnelles ou plus détaillées doivent être fournies et sont présentées à la note 11.

V. IAS 1, Présentation des états financiers

Les modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, publiées en juin 2011 visent à améliorer l'uniformité et la clarté de la présentation des postes du résultat global en exigeant que les éléments présentés dans les autres éléments du résultat global soient regroupés en fonction de leur reclassement ou non, à un moment donné, en résultat net. Les états du résultat global consolidés ont été remaniés afin de répondre aux exigences en matière de regroupement.

VI. IAS 19, Avantages du personnel

Les modifications apportées à l'IAS 19, *Avantages du personnel*, visent à améliorer la comptabilisation et la présentation des régimes à prestations définies, et la communication d'informations à leur sujet. Selon les modifications, les variations des obligations au titre des prestations définies et de la juste valeur des actifs des régimes doivent être comptabilisées lorsqu'elles surviennent, éliminant ainsi la «méthode du corridor» auparavant permise. Tous les écarts actuariels doivent être comptabilisés immédiatement dans les autres éléments du résultat global, et le montant net du passif ou de l'actif au titre du régime de retraite doit être comptabilisé dans le montant total du déficit ou de l'excédent. Les autres modifications se rapportent à la présentation, en trois composantes, des variations des obligations au titre des prestations définies et des actifs des régimes : le coût des services et le coût financier net sont comptabilisés dans le résultat net, et la réévaluation est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global. La notion du coût financier net aux termes des modifications élimine celle du rendement attendu des actifs des régimes auparavant comptabilisé en résultat net.

La société calcule le coût financier net de ses régimes à prestations définies en appliquant le taux d'actualisation au début de la période au passif net des régimes à prestations définies au début de la période. Le rendement attendu des actifs des régimes n'est plus calculé et n'est plus comptabilisé dans la charge au titre des régimes de retraite. L'élimination de la méthode du corridor n'a pas eu d'incidence étant donné que, depuis l'adoption des IFRS, la société a comptabilisé les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global dans la période au cours de laquelle ils sont survenus.

Au moment de l'adoption, la société a appliqué les modifications rétrospectivement. L'incidence de cette adoption, au 31 décembre 2012 et au 1^{er} janvier 2012, consiste en une hausse de la charge cumulative au titre des régimes de retraite avant impôts et taxes des périodes précédentes de respectivement 17 millions de dollars et 11 millions de dollars (de respectivement 12 millions de dollars et 8 millions de dollars après impôts et taxes), entraînée par l'application des exigences liées au coût financier net.

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté de 1 million de dollars en raison de la hausse de la charge au titre des régimes de retraite, les pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies présentées dans les autres éléments du résultat global ont diminué de 1 million de dollars, et le résultat net de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires a baissé de 0,01 \$.

VII. Interprétation 20, Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert («IFRIC 20»)

L'IFRIC 20 précise les exigences liées à la comptabilisation des frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert. Les frais de découverte sont les frais rattachés à l'enlèvement des stériles d'une mine à ciel ouvert pour avoir accès aux gisements de minerai. L'interprétation indique à quel moment l'opération de découverte devrait mener à la comptabilisation d'un actif et comment cet actif devrait être évalué initialement et dans les périodes subséquentes.

La société comptabilise un actif au titre des activités de découverte pour la mine Highvale lorsque toutes les conditions suivantes sont réunies : i) il est probable que les avantages futurs associés à l'amélioration de l'accès aux réserves de charbon dans le cadre des activités de découverte seront réalisés, ii) la composante de la réserve de charbon pour laquelle l'accès a été amélioré peut être identifiée et iii) les coûts liés aux activités de découverte relatifs à cette composante peuvent être évalués de façon fiable. Les coûts comprennent les coûts directement engagés pour mener les activités de découverte ainsi qu'une répartition des frais généraux directement attribuables. L'actif lié au titre des activités de découverte qui en découle est amorti selon le mode de l'unité de production sur la durée d'utilité attendue de la composante identifiée à laquelle il a trait. L'amortissement est comptabilisé comme composante du coût standard des stocks de charbon.

Conformément aux dispositions transitoires de l'IFRIC 20, l'interprétation a été appliquée par la société aux frais de découverte engagés dans le cadre de la production depuis le 1^{er} janvier 2011, soit la première période de comparaison qui sera présentée dans les états financiers annuels de la société pour l'exercice qui prendra fin le 31 décembre 2013. L'incidence de cette application sur les états consolidés résumés de la situation financière au 31 décembre 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et l'augmentation de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 3 millions de dollars des passifs d'impôt différé et la diminution de 8 millions de dollars du déficit non distribué. L'incidence de cette application sur les états financiers consolidés résumés de la situation financière au 1^{er} janvier 2012 a été la comptabilisation de frais de 9 millions de dollars au titre d'un actif lié aux activités de découverte et la diminution de 2 millions de dollars des stocks de charbon, qui ont été classés à titre de stocks, ainsi que l'accroissement de 2 millions de dollars des passifs d'impôt différé et l'augmentation de 5 millions de dollars des résultats non distribués.

La modification de la méthode comptable n'a pas eu d'incidence significative pour la période de trois mois close le 31 mars 2012.

VIII. IFRS 7, Instruments financiers : Informations à fournir

Les modifications apportées à l'IFRS 7 comprennent la présentation d'informations sur tous les instruments financiers comptabilisés qui sont compensés selon l'IAS 32. Les modifications exigent également la présentation d'informations sur les instruments financiers comptabilisés faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires et d'autres accords semblables même s'ils ne sont pas compensés selon l'IAS 32. Les informations à fournir découlant de ces modifications sont présentées à la note 12.

IX. Améliorations annuelles de 2009 à 2011

En mai 2012, l'IASB a publié un recueil de modifications non urgentes, mais nécessaires qui ont été apportées à plusieurs IFRS dans le cadre de son processus d'améliorations annuelles. Les modifications, le cas échéant, ont été appliquées par la société le 1^{er} janvier 2013. Les modifications, généralement de nature technique et ayant une portée étroite, n'ont eu aucune incidence importante sur la situation financière consolidée ou les résultats opérationnels consolidés de la société.

B. Changements comptables de l'exercice

I. Modification des estimations – durée d'utilité

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013, la direction a effectué un examen détaillé des durées d'utilité prévues des actifs des centrales hydroélectriques, en ce qui concerne, entre autres, le programme d'entretien du cycle de vie économique et l'état actuel des actifs. En conséquence, l'amortissement a été réduit de 1 million de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2013. La charge d'amortissement avant impôts et taxes devrait diminuer de 5 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2013 et de 5 millions de dollars annuellement par la suite.

II. Contrats de location

Les contrats de location sont classés à titre de contrats de location-financement lorsque, en vertu des modalités du contrat, essentiellement tous les risques et avantages inhérents à la propriété sont transférés au preneur. Les immobilisations corporelles visées par des contrats de location-financement sont initialement comptabilisées à leur juste valeur au commencement du contrat ou, si ce montant est inférieur, à la valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location. Le passif correspondant est inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière comme obligation au titre du contrat de location-financement. Les paiements au titre de la location sont ventilés entre la charge d'intérêt et la réduction de l'obligation au titre du contrat de location afin d'obtenir un taux d'intérêt constant sur le solde restant du passif.

C. Modifications comptables futures

Les nouvelles normes comptables ou les normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées, sont les suivantes : IFRS 9, *Instruments financiers*, IAS 32, *Instruments financiers : Présentation*, et *Entités d'investissement* (modifications à l'IFRS 10, l'IFRS 11 et l'IAS 27). Se reporter à la note 3 D) des états financiers consolidés annuels de la société pour plus de renseignements.

3. SUNHILLS MINING LIMITED PARTNERSHIP

Le 17 janvier 2013, la société a pris en charge le contrôle de l'exploitation et la gestion de la mine de Highvale de Prairie Mines and Royalty Ltd. («PMRL») par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive SunHills Mining Limited Partnership («SunHills»). Les employés de PMRL travaillant à la mine de Highvale se sont vu offrir un emploi par SunHills, qui a accepté d'assumer la responsabilité de certaines obligations au titre des prestations de retraite et de la capitalisation du régime de retraite, qui étaient financées par la société au moyen de paiements effectués dans le cadre de contrats d'exploitation minière de PMRL. Par conséquent, une perte avant impôts et taxes de 29 millions de dollars a été comptabilisée, avec les passifs correspondants.

La société a aussi signé un contrat de location-financement connexe visant certains éléments de matériel minier utilisés par PMRL dans le cadre des activités d'exploitation minière. Par conséquent, 21 millions de dollars en matériel minier ont été incorporés au coût des immobilisations corporelles, et l'obligation au titre du contrat de location-financement connexe a été comptabilisée. À la fin du bail, la société a le droit d'acheter les actifs pour une somme nominale. Les montants à payer en vertu du contrat de location-financement se présentent comme suit :

Au	31 mars 2013	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location
Moins d'un an	9	9
De deux ans à cinq ans inclusivement	14	12
	23	21
Déduire : charge d'intérêt	2	-
Total de l'obligation au titre des contrats de location-financement	21	21
Inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre de :		
Partie courante de l'obligation au titre des contrats de location-financement	9	
Partie non courante de l'obligation au titre des contrats de location-financement	12	
	21	

4. CESSIONS

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2012, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de 3 millions de dollars lié à la vente de son installation de biomasse en 2011. Le profit est attribuable à la libération de la contrepartie restante au titre de l'atteinte de conditions portant sur des éléments environnementaux par l'acquéreur.

5. CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

Plusieurs contrats d'achat d'électricité et autres contrats à long terme de la société respectent les critères des contrats de location simple. Les produits locatifs, y compris le loyer conditionnel, relatifs à ces contrats et présentés dans les produits des activités ordinaires dans les comptes consolidés résumés de résultat pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 ont totalisé 49 millions de dollars (42 millions de dollars au 31 mars 2012).

6. CHARGES SELON LEUR NATURE

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

	Trois mois clos le 31 mars 2013		Trois mois clos le 31 mars 2012 (Retraité)*	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	171	-	139	-
Achats d'électricité	17	-	25	-
Salaires et avantages sociaux	2	61	1	66
Amortissement	11	-	10	-
Autres charges opérationnelles	-	54	-	62
Total	201	115	175	128

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

7. PLACEMENTS

Les placements de la société dans des coentreprises comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent les placements dans CE Generation, LLC («CE Gen») et Wailuku River Hydroelectric, L.P. («Wailuku»).

Voici un sommaire des résultats des activités opérationnelles et de la situation financière se rapportant à la quote-part de la société dans CE Gen et Wailuku :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Résultats des activités opérationnelles		
Produits des activités ordinaires	20	26
Charges	(24)	(26)
Quote-part du résultat net	(4)	-

Voici un sommaire des informations financières relatives à CE Gen (100 %), y compris les ajustements pour l'application de méthodes comptables uniformes et les ajustements du prix d'achat de la société :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Produits des activités ordinaires	38	50
Amortissement	23	21
Charge d'intérêt	5	6
Recouvrement d'impôts sur le résultat	(15)	(10)
Perte nette découlant des activités poursuivies	(8)	(3)
Autres éléments du résultat global	(4)	-
Total du résultat global	(12)	(3)
Distributions reçues	-	-

Aux	2013	31 décembre
Actifs courants	96	93
Actifs non courants	674	675
Passifs courants	(76)	(62)
Passifs non courants	(403)	(409)
Actif net	291	297
Éléments supplémentaires compris ci-dessus		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	29	27
Passifs financiers courants ¹	(41)	(35)
Passifs financiers non courants ¹	(238)	(233)

¹ Excluent les dettes fournisseurs et autres créditeurs et les provisions.

Le rapprochement de la valeur comptable de la participation de 50 % de la société dans la coentreprise de CE Gen est présenté ci-après :

Aux	31 mars 2013	31 décembre 2012
Actif net	291	297
Déduire : participation ne donnant pas le contrôle dans CE Gen	(14)	(14)
Déduire : 50 % de l'actif net de CE Gen, non détenu par la société	(112)	(116)
Investissement net	165	167

La capacité de CE Gen à verser des distributions à ses propriétaires, notamment la société, est assujettie à des clauses et des conditions, y compris les exigences au titre du dépôt de garantie à l'égard du capital et des intérêts, prévues par certaines conventions de prêt liées au projet.

Au 31 mars 2013, la valeur comptable de l'investissement net de Wailuku s'élevait à 5 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2012).

8. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Intérêt sur la dette	60	56
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(2)	-
Charge d'intérêt	58	56
Désactualisation des provisions (note 17)	4	4
Charge d'intérêt nette	62	60

La société incorpore l'intérêt dans le coût de l'actif au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance. L'intérêt incorporé dans le coût de l'actif en 2013 a trait au parc éolien de New Richmond.

9. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Les composantes de la charge d'impôts sur le résultat sont comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Charge d'impôt exigible	8	13
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) à la naissance et à la reprise des différences temporelles	(19)	13
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	-	(14)
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 différé	-	(10)
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(17)	2

1 A trait à l'incidence de l'ajustement du taux d'impôt différé afin d'intégrer le crédit d'impôt pour la fabrication et la transformation de l'Ontario. Auparavant, la société utilisait le taux d'imposition général des sociétés de l'Ontario, de 11,5 %.

La charge d'impôts sur le résultat est présentée dans les comptes consolidés résumés de résultat comme suit :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	8	(1)
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(25)	3
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(17)	2

10. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les filiales et les établissements de la société ayant des participations ne donnant pas le contrôle sont présentés dans le tableau qui suit :

Filiale/établissement	Participation ne donnant pas le contrôle
TransAlta Cogeneration L.P. («TA Cogen»)	49,99 % – Stanley Power Inc.
Parc éolien de Kent Hills	17 % – Natural Forces Technologies Inc.

Voici un sommaire des informations financières relatives à TA Cogen, filiale ayant une importante participation ne donnant pas le contrôle :

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Produits des activités ordinaires	80	84
Résultat net	18	25
Total du résultat global	32	10
Montants attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle :		
Résultat net	9	12
Total du résultat global	16	5
Distributions versées à Stanley Power Inc.	18	19

Aux	31 mars 2013	31 décembre 2012
Actifs courants	58	70
Actifs non courants	662	678
Passifs courants	(63)	(75)
Passifs non courants	(76)	(87)
Total des capitaux propres	(581)	(588)
Capitaux propres attribuables à la participation ne donnant pas le contrôle	(288)	(290)

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et 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. 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 résument les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours des périodes de trois mois closes respectivement les 31 mars 2013 et 2012 :

	<u>Couvertures</u>			<u>Autres que de couverture</u>			<u>Total</u>		
	<u>Niveau I</u>	<u>Niveau II</u>	<u>Niveau III</u>	<u>Niveau I</u>	<u>Niveau II</u>	<u>Niveau III</u>	<u>Niveau I</u>	<u>Niveau II</u>	<u>Niveau III</u>
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 profit (la perte) relatif au niveau III :									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			-			-			-
Total des pertes incluses dans le résultat avant impôts sur le résultat			-			(7)			(7)
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus au 31 mars 2013			-			(11)			(11)

	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 2011	-	(90)	(14)	-	287	7	-	197	(7)
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	16	3	-	37	11	-	53	14
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	-	-	-	4	-	-	4	-
Contrats réglés	-	7	4	-	(67)	(5)	-	(60)	(1)
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(26)	-	-	26	-	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2012	-	(93)	(7)	-	287	13	-	194	6
Information additionnelle sur le profit (la perte) relatif au niveau III :									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			7			-			7
Total des profits (pertes) inclus(es) dans le résultat avant impôts sur le résultat			(4)			11			7
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat liés aux actifs nets détenus au 31 mars 2012			-			6			6

a. Évaluations de la juste valeur de niveau II et de niveau III

i. Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données 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.

ii. Niveau III

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

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

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques détient aussi divers contrats dont la durée s'étend au-delà d'une période de négociation liquide. Comme les prévisions de prix 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.

Les politiques 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, selon la 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 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 et 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 personnel en gestion du risque. L'examen s'effectue officiellement chaque trimestre, ou plus souvent si l'examen et les procédures de surveillance quotidiens identifient des variations non prévues de la juste valeur ou des changements dans les principaux paramètres.

Selon les estimations, l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données 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 2013 est de +/- 29 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2012). Les justes valeurs sont soumises à des simulations de crise en ce qui concerne les volumes et les prix. 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	Juste valeur au 31 mars 2013	Technique d'évaluation	Donnée d'entrée non observable	Fourchette
Achats d'électricité conditionnels – unité	20	Modèle d'évaluation fondé sur les statistiques historiques	Escompte – prix Escompte – volume ¹	de 1 % à 2 % de 1 % à 8 %
Vente d'électricité à long terme	(11)	Modèle d'évaluation axé sur les prévisions	Prix d'électricité futurs – illiquidité	de 40,30 \$ à 83,50 \$ de 16 % à 25 % de capacité
Partage des produits – approvisionnement en charbon	(13)	Black et Scholes	Volumes (MWh) Volatilités implicites futures des prix de l'électricité du centre de la Colombie – illiquidité	29 %
Ventes d'électricité conditionnelles – unité	21	Black et Scholes	Escompte – volume Volatilités implicites futures des prix de l'électricité du centre de la Colombie – illiquidité	0 % 39 %

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.

II. 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 2013 et 2012 :

	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	-
Nouveaux contrats	-	(3)	-	-	1	-	-	(2)	-
Contrats réglés	-	(1)	-	-	(1)	-	-	(2)	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2013	-	(26)	-	-	1	-	-	(25)	-

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2011	-	(50)	-	-	-	-	-	(50)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(12)	-	-	-	-	-	(12)	-
Nouveaux contrats	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)	-
Contrats réglés	-	3	-	-	-	-	-	3	-
Passifs nets de gestion du risque au 31 mars 2012	-	(59)	-	-	(2)	-	-	(61)	-

a. Évaluations de la juste valeur de niveau II

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

Les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque sont établies en utilisant des techniques d'évaluation, par exemple au moyen des flux de trésorerie actualisés. 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, les ajustements de l'évaluation du crédit et les taux de change. Pour certains instruments financiers au titre desquels le volume des transactions est insuffisant ou les transactions ne sont pas récentes, la société se fie aux données d'entrée sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et à d'autres informations de tiers comme les écarts de crédit.

III. 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 ¹				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 31 mars 2013	-	4 409	-	4 409	4 231
Dette à long terme au 31 décembre 2012	-	4 426	-	4 426	4 217

¹ Inclut la partie courante.

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

Un profit initial ou une perte initiale peut surgir en raison 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. Le profit latent (la perte latente) se rapportant aux instruments financiers de niveau III est différé(e) dans les actifs ou passifs de gestion du risque et est comptabilisé(e) en résultat net sur la durée du contrat correspondant. Au 31 mars 2013, le profit non amorti s'élevait à 3 millions de dollars (profit de 5 millions de dollars au 31 décembre 2012).

12. 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 2013				31 décembre 2012	
	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	-	-	-	118	118	198
Non courants	-	3	-	50	53	59
Total des actifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	3	-	168	171	257
Autres						
Courants	1	2	-	2	5	3
Non courants	-	1	9	-	10	10
Total des autres actifs de gestion du risque	1	3	9	2	15	13
Passifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	21	-	73	94	141
Non courants	-	55	-	33	88	70
Total des passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	76	-	106	182	211
Autres						
Courants	3	12	-	1	16	26
Non courants	-	24	-	-	24	36
Total des autres passifs de gestion du risque	3	36	-	1	40	62
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques						
	-	(73)	-	62	(11)	46
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	(2)	(33)	9	1	(25)	(49)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	(2)	(106)	9	63	(36)	(3)

Des informations additionnelles sur les instruments dérivés sont présentées à leur montant net ci-après.

I. Accords de compensation

Le tableau ci-après présente les renseignements à l'égard des actifs et passifs financiers de gestion de la société faisant l'objet d'accords de compensation globale exécutoires ou d'autres accords semblables :

Aux	31 mars 2013				31 décembre 2012			
	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants	Actifs financiers courants	Actifs financiers non courants	Passifs financiers courants	Passifs financiers non courants
Montants bruts comptabilisés	536	93	(504)	(106)	522	331	(452)	(317)
Montants bruts compensés	(301)	(10)	301	10	(252)	(186)	252	186
Montants nets comme présentés dans les états consolidés résumés de la situation financière ¹	235	83	(203)	(96)	270	145	(200)	(131)

¹ Excluent les réserves de crédit.

II. Couvertures

a. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Certaines des relations de couverture de TransAlta ont vu auparavant leur désignation annulée et sont jugées inefficaces aux fins comptables. Les couvertures avaient trait à la production d'électricité et les profits connexes demeurent dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que la production sous-jacente survienne ou qu'il soit jugé très probable qu'elle ne se réalisera pas. Aucun profit lié à ces couvertures dont la désignation a été annulée n'a été reclassé dans le résultat au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013 (profit avant impôts et taxes de 75 millions de dollars au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2012).

Au 31 mars 2013, les profits cumulés de 7 millions de dollars liés aux couvertures de flux de trésorerie dont la désignation a été annulée et qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture ont continué d'être différés dans les autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu ou s'il est jugé très probable qu'elles ne se réaliseront pas.

ii. Incidences de la couverture des flux de trésorerie

Au cours des 12 prochains mois, qui prendront fin le 31 mars 2014, la société estime que 29 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 16 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 mène les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

La VaR au 31 mars 2013 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 2012).

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 2013, 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 3 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2012). La VaR au 31 mars 2013 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'établissait à 7 millions de dollars (9 millions de dollars au 31 décembre 2012).

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 les notes de solvabilité externes, ainsi que les 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 2013 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	88	12	100
Actifs de gestion du risque	97	3	100

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 31 mars 2013, 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 consolidés résumés de la situation financière. 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 36 des états financiers consolidés annuels de 2012) et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 21 millions de dollars au 31 mars 2013 (25 millions de dollars au 31 décembre 2012).

Au 31 mars 2013, TransAlta avait un contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients impayées. La société a évalué le risque de défaut lié à cette contrepartie comme étant minime.

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 :

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	450	-	-	-	-	-	450
Garanties reçues	1	-	-	-	-	-	1
Dette ¹	618	209	665	647	2	2 081	4 222
(Actifs) passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	(14)	(23)	11	18	9	10	11
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	11	2	19	1	1	(9)	25
Intérêt sur la dette à long terme ²	161	186	154	138	129	821	1 589
Dividendes à verser	76	-	-	-	-	-	76
Total	1 303	374	849	804	141	2 903	6 374

¹ Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2013, 2014 et 2016.

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 2013, la société avait fourni une garantie de 79 millions de dollars (85 millions de dollars au 31 décembre 2012) 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 92 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 31 mars 2013.

13. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Au 31 mars 2013, la société détenait 2 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (2 millions de dollars au 31 décembre 2012) ne pouvant être utilisés à des fins générales, dont la totalité se rapporte au projet Pioneer.

14. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires comprennent du charbon, des crédits d'émission et du gaz naturel, et sont évalués au coût ou à leur valeur de réalisation nette, si elle est inférieure. Les stocks détenus à des fins de transaction, qui comprennent aussi le gaz naturel et les crédits d'émission achetés, sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente.

Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

	31 mars 2013	31 décembre 2012 (Retraité)*
Aux		
Charbon	72	78
Frais de découverte différés	18	9
Gaz naturel	2	2
Crédits d'émission achetés	3	4
Total	95	93

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

Pour la période de trois mois close le 31 mars 2013, les stocks de charbon de la centrale de Centralia de la société ont été réduits de 14 millions de dollars (34 millions de dollars au 31 mars 2012), soit à leur valeur de réalisation nette.

15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

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

	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 2012	75	2 874	996	2 004	517	342	236	7 044
Acquisitions	-	-	-	-	-	122	3	125
Acquisitions – contrats de location-financement (note 3)	-	-	-	-	21	-	-	21
Amortissement	-	(65)	(25)	(22)	(15)	-	(3)	(130)
Révisions et ajouts – coûts de démantèlement et de remise en état	-	4	(6)	2	4	-	-	4
Variation des taux de change	1	8	4	-	-	-	1	14
Transferts	-	4	3	216	5	(242)	14	-
Au 31 mars 2013	76	2 825	972	2 200	532	222	251	7 078

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

Au cours de la période de trois mois close le 31 mars 2013, la société a incorporé des intérêts de 2 millions de dollars (montant nominal au 31 mars 2012) à un taux moyen pondéré de 5,46 % (5,38 % au 31 mars 2012), dans le coût des immobilisations corporelles.

16. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	31 mars 2013	31 décembre 2012
Frais de permis différés	21	21
Frais de mise en valeur de projets	35	35
Frais de service différés	19	19
Charges payées d'avance à long terme	19	5
Dépôt au titre du transport vers l'unité 3 de la centrale de Keephills	7	7
Divers	2	3
Total des autres actifs	103	90

17. PROVISIONS POUR FRAIS DE DÉMANTÈLEMENT ET AUTRES PROVISIONS

La variation des soldes des provisions pour frais de démantèlement et autres provisions est présentée ci-après :

	Démantèlement et remise en état	Restructuration	Autres	Total
Solde au 31 décembre 2012	262	8	42	312
Passifs contractés au cours de la période	2	-	4	6
Passifs réglés au cours de la période	(5)	(4)	-	(9)
Désactualisation (note 8)	4	-	-	4
Révisions des flux de trésorerie estimés (note 15)	4	-	1	5
Révisions des taux d'actualisation	(1)	-	-	(1)
Reprises	-	-	(8)	(8)
Variation des taux de change	2	-	1	3
	268	4	40	312
Moins : partie courante	14	4	7	25
Solde au 31 mars 2013	254	-	33	287

La provision de restructuration est liée à la restructuration effectuée en 2012 par la société de ses ressources dans le cadre de sa stratégie en cours pour améliorer continuellement l'excellence opérationnelle et accélérer sa croissance.

Les autres provisions comprennent un montant lié à la tranche des engagements en matière de prix fixe de la société en vertu de plusieurs contrats de transport garantis de gaz naturel se rapportant à du transport qui ne devrait pas être utilisé. Par conséquent, les coûts inévitables pour satisfaire à ces obligations sont supérieurs aux avantages économiques attendus des contrats. Les contrats viennent à échéance en 2018.

Les autres provisions incluent également les provisions découlant des activités opérationnelles continues et comprennent les montants relatifs aux différends commerciaux entre la société et ses clients ou ses fournisseurs. Les renseignements à l'égard du moment prévu du règlement et des incertitudes qui pourraient avoir une incidence sur le montant ou le moment du règlement n'ont pas été présentés, puisque cela pourrait avoir une incidence sur la capacité de la société à régler ces provisions d'une manière favorable.

18. DETTE À LONG TERME

A. Dette et lettres de crédit

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2013			31 décembre 2012		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	923	923	2,3 %	950	950	2,4 %
Débiteures	841	851	6,6 %	839	851	6,6 %
Billets de premier rang ³	2 058	2 034	5,6 %	2 017	1 990	5,6 %
Dette sans recours ⁴	375	380	5,9 %	375	380	5,9 %
Divers	34	34	6,4 %	36	36	6,5 %
	4 231	4 222		4 217	4 207	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(619)	(619)		(606)	(606)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(1)	(1)		(1)	(1)	
Total de la dette à long terme	3 611	3 602		3 610	3 600	

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

2 Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme. Comprennent 300 millions de dollars américains au 31 mars 2013 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2012).

3 Valeur nominale de 2,0 milliards de dollars américains au 31 mars 2013 (2,0 milliards de dollars américains au 31 décembre 2012).

4 Inclut 20 millions de dollars américains au 31 mars 2013 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2012).

TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2012), dont un montant non prélevé de 0,8 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2012) était disponible au 31 mars 2013, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. La facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars est une facilité de crédit renouvelable de quatre ans qui vient à échéance en 2016. La facilité de 300 millions de dollars américains est une facilité de cinq ans qui arrive à échéance au troisième trimestre de 2013. La société a aussi des facilités de crédit bilatérales consenties de 240 millions de dollars qui arrivent toutes à échéance au quatrième trimestre de 2014. Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose de 48 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la société et certaines de ses filiales. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales en vertu de ces contrats figurent dans les états consolidés de la situation financière. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2013 totalisaient 327 millions de dollars (336 millions de dollars au 31 décembre 2012), et aucun montant (néant au 31 décembre 2012) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

B. Restrictions

Les conventions de prêt d'un montant de 34 millions de dollars relatives à la centrale de Windsor, détenue par la filiale TA Cogen 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 débiteures d'un montant de 339 millions 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. Par conséquent, la société ne peut utiliser ce produit à d'autres fins.

19. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les composantes des crédits différés et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux	31 mars 2013	31 décembre 2012
Produits différés tirés du charbon	51	51
Obligations au titre des prestations définies	227	220
Primes à long terme	7	15
Divers	18	15
Total des crédits différés et autres passifs non courants	303	301

20. 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.

Le rapprochement des variations des actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trois mois clos les 31 mars			
	2013		2012	
	Actions ordinaires (en millions)	Montant	Actions ordinaires (en millions)	Montant
Émises et en circulation au début de la période	254,7	2 730	223,6	2 274
Émises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions	3,7	53	0,9	20
Émises en fonction du régime d'actionariat fondé sur le rendement	-	-	0,1	1
	258,4	2 783	224,6	2 295
Montants à recevoir en vertu du régime d'actionariat des employés	-	(3)	-	(2)
Émises et en circulation à la fin de la période	258,4	2 780	224,6	2 293

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
2013					
28 janvier 2013	1 ^{er} avril 2013	0,29	75	22	53
24 octobre 2012	1 ^{er} janvier 2013	0,29	73	20	53
2012					
25 janvier 2012	1 ^{er} avril 2012	0,29	65	23	43
27 octobre 2011	1 ^{er} janvier 2012	0,29	65	45	20

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 états financiers consolidés résumés.

21. 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.

Les actions privilégiées en circulation sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2013		31 décembre 2012		Taux de dividende par action (\$)	Prix de rachat par action (\$)
	Nombre d'actions (en millions)	Montant	Nombre d'actions (en millions)	Montant		
Actions privilégiées de premier rang rachetables à taux rajusté et à dividende cumulatif						
Série A	12	293	12	293	1,15	25,00
Série C	11	269	11	269	1,15	25,00
Série E	9	219	9	219	1,25	25,00
Émises et en circulation à la fin de la période	32	781	32	781		

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>2013</i>							
28 janvier 2013	31 mars 2013	0,2875	3	0,2875	3	0,3125	3
<i>2012</i>							
25 janvier 2012	31 mars 2012	0,2875	3	0,3844 ¹	4	-	-

¹ Inclut des dividendes de 0,0969 \$ par action (1 million de dollars au total) pour la période du 29 novembre 2011 au 31 décembre 2011, qui ont été comptabilisés au 31 décembre 2011.

22. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

Les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global sont présentées ci-après :

	2013	2012 (Retraité)*
Ajustement au titre de la conversion des monnaies étrangères		
Solde d'ouverture	(38)	(28)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	25	(32)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	(21)	21
Solde aux 31 mars	(34)	(39)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture	(37)	(28)
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	10	(2)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	1	1
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couverture de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(22)	(9)
Solde aux 31 mars	(48)	(38)
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture	(61)	(38)
Écarts actuariels nets (pertes actuarielles nettes) sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	7	(9)
Solde aux 31 mars	(54)	(47)
Entités émettrices		
Solde d'ouverture	-	-
Autres éléments du résultat global des entités émettrices, déduction faite des impôts et taxes ⁶	(2)	-
Solde aux 31 mars	(2)	-
Cumul des autres éléments du résultat global	(138)	(124)

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

1 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (charge de 3 en 2012).

2 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (charge de 1 en 2012).

3 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de néant pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (néant en 2012).

4 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 3 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (charge de 17 en 2012).

5 Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (recouvrement de 3 en 2012).

6 Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 1 pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (néant en 2012).

23. ÉVENTUALITÉS

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

24. ENGAGEMENTS

Au cours du mois de mars 2013, le parc éolien de New Richmond a commencé ses activités. Par conséquent, l'entente de service à long terme de 15 ans relative aux réparations et à l'entretien est entrée en vigueur. Les paiements futurs sur la durée de l'entente s'élèvent à environ 35 millions de dollars.

25. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

Chaque secteur d'activité est responsable de ses résultats opérationnels.

Trois mois clos le 31 mars 2013	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	523	17	-	540
Combustible et achat d'électricité	201	-	-	201
Marge brute	322	17	-	339
Activités opérationnelles, entretien et 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)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	83	14	(21)	76
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	11	-	-	11
Quote-part de la perte de coentreprises	(4)	-	-	(4)
Perte de change				(1)
Perte à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite				(29)
Charge d'intérêt nette				(62)
Résultat avant impôts sur le résultat				(9)

Trois mois clos le 31 mars 2012 (<i>Retraité</i>)*	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	627	17	-	644
Combustible et achat d'électricité	175	-	-	175
Marge brute	452	17	-	469
Activités opérationnelles, entretien et administration	99	7	22	128
Amortissement	124	-	5	129
Réduction de valeur des stocks	34	-	-	34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	185	13	(27)	171
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Profit à la vente d'actifs	3	-	-	3
Perte de change				(6)
Charge d'intérêt nette				(60)
Résultat avant impôts sur le résultat				110

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

Le secteur Production comprend un montant de 7 millions de dollars pour la période de trois mois close le 31 mars 2013 (7 millions de dollars au 31 mars 2012) 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 consolidés résumés de la situation financière

Total des actifs sectoriels	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
31 mars 2013	8 889	216	252	9 357
31 décembre 2012 (<i>Retraité</i>)*	8 994	262	206	9 462

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

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

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

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat	127	129
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité (<i>note 6</i>)	11	10
Divers	1	1
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie	139	140

**26. VARIATION DES SOLDES SANS EFFET DE TRÉSORERIE DU FONDS DE ROULEMENT
LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES**

	Trois mois clos les 31 mars	
	2013	2012
Source (utilisation) de la trésorerie :		
Créances clients	142	104
Charges payées d'avance	(22)	(15)
Impôts sur le résultat à recevoir	(3)	(14)
Stocks	(1)	(2)
Dettes fournisseurs et charges à payer	(37)	(90)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	-	12
Impôts sur le résultat à payer	(2)	(1)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	77	(6)

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 mars 2013	31 déc. 2012
Cours de clôture (TSX) (\$)		14,85	15,12
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	16,86	21,37
	Bas	14,59	14,11
Dette sur le capital investi (%)		55,8	55,6
Dette sur le capital investi, exclusion faite des emprunts sans recours ¹ (%)		53,5	53,3
Dette sur le capital investi, y compris l'obligation au titre du contrat de location-financement et la dette sans recours (%)		55,9	55,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		(27,5)	(23,7)
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison (%) ^{1, 2}		4,0	4,5
Rendement du capital investi ² (%)		(4,6)	(3,1)
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		5,9	5,3
Dividendes en espèces par action ² (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ² (multiple)		35,4	30,2
Couverture par le résultat ² (multiple)		(1,7)	(1,2)
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ² (%)		(39,4)	(44,1)
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		267,6	231,6
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1, 2, 3} (%)		36,0	34,7
Rendement des actions ² (%)		7,8	7,7
Flux de trésorerie ajustés sur la dette ^{2, 3} (%)		19,1	19,0
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ajustés ^{2, 3} (multiple)		4,4	4,4

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

² Pour les 12 derniers mois.

³ Ces ratios ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, du règlement des frais de restructuration et du calendrier des paiements liés à la prise en charge des obligations au titre des prestations de retraite.

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

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

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

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

Couverture par le résultat = résultat net attribuable aux porteurs d'actions 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 courante

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 opérationnelles 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

Accroissement de la capacité nominale – Accroissement de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

Baisse de la capacité nominale – Baisse de la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité de production.

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

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

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'une unité de production ou une centrale peut soutenir pendant une durée déterminée, moins la capacité utilisée pour répondre à la demande de service des centrales et aux besoins auxiliaires.

Centrale géothermique – Centrale dont le moteur principal est 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 sous la surface de la terre. L'énergie est extraite par forage et/ou pompage.

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

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

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

Énergie renouvelable – Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, 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.

Révision générale – Arrêt planifié périodique d'une unité de production aux fins de travaux d'entretien importants et de réparations. Il dure normalement des semaines. Le temps écoulé est évalué à partir de l'interruption de l'unité jusqu'à sa remise en service.

Technologie de combustion supercritique – Technologie de combustion du charbon la plus avancée au Canada, qui a recours à une chaudière supercritique, à une turbine à plusieurs étapes à haut rendement, à une unité de désulfuration des gaz de carneau (laveur), à un dépoussiéreur à sacs filtrants et à des brûleurs à faible taux d'émission d'oxyde d'azote.

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

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

Télécopieur

416.643.5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias et investisseurs – Demandes de renseignements

Relations avec les investisseurs

Téléphone

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

Télécopieur

403.267.2590

Courriel

investor_relations@transalta.com