



TRANSALTA CORPORATION

## RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2007

### 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. Voir la page 24 pour des renseignements supplémentaires.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 31 mars 2007 et 2006 et pour les trimestres terminés à ces dates et doit également être lu avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006. 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 dressés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. 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 23 avril 2007. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

### RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Expansion de l'entreprise et commercialisation. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers et juridiques, des services de trésorerie, des services de santé et de sécurité environnementales, des services de développement durable, des services de communications de l'entreprise, des services de relations avec les gouvernements, des services de technologie de l'information et de ressources humaines ainsi que d'autres services administratifs.

Dans le présent rapport de gestion, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes en devises est abordée en même temps que les postes pertinents de l'état des résultats et du bilan. Bien que les postes du bilan subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des postes est reflétée à la section des capitaux propres des bilans consolidés.

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

<b>Trimestres terminés les 31 mars</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Disponibilité (%)	<b>88,2</b>	96,9
Production (GWh)	<b>12 697</b>	12 444
Produits	<b>723,7 \$</b>	733,7 \$
Marge brute <sup>1</sup>	<b>391,7 \$</b>	394,0 \$
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	<b>152,1 \$</b>	154,0 \$
Bénéfice net	<b>66,0 \$</b>	69,2 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	<b>0,33 \$</b>	0,35 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>330,8 \$</b>	200,7 \$

<sup>1</sup> La marge brute et le bénéfice d'exploitation ne sont pas définis dans les PCGR du Canada. Voir la section à la page 21 du présent rapport de gestion qui traite des mesures non conformes aux PCGR pour obtenir plus de renseignements sur le bénéfice d'exploitation et la marge brute, ainsi qu'un rapprochement avec le bénéfice net.

	<b>Trimestre terminé le 31 mars 2007</b>	Exercice terminé le 31 décembre 2006
Total de l'actif	<b>7 252,9 \$</b>	7 460,1 \$
Total des passifs financiers à long terme	<b>3 297,9 \$</b>	3 094,1 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	<b>0,25 \$</b>	1,00 \$

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a baissé pour s'établir à 88,2 % en regard de 96,9 % pour la période correspondante de 2006 surtout en raison du déclassement de la centrale alimentée au charbon de Centralia («centrale au charbon de Centralia») et des essais de brûlage du bassin fluvial de Power et de la hausse des interruptions planifiées et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta et des interruptions imprévues à la centrale alimentée au gaz de Centralia («centrale au gaz de Centralia»).

La production a augmenté de 253 gigawattheures (GWh) au premier trimestre en regard de la même période de 2006 par suite de l'augmentation de la production à diverses centrales au gaz et à Genesee 3, en partie contrebalancée par une hausse des interruptions planifiées et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta et un recul de la production hydroélectrique.

## BÉNÉFICE NET

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, le bénéfice net présenté a chuté à 66,0 millions de dollars alors qu'il s'élevait à 69,2 millions de dollars à la période correspondante de 2006. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, le bénéfice aux fins de comparaison<sup>1</sup> s'est établi à 66,0 millions de dollars (0,33 \$ l'action ordinaire) en regard de 75,4 millions de dollars (0,38 \$ l'action ordinaire) pour la période correspondante de 2006.

<sup>1</sup> Le bénéfice aux fins de comparaison n'est pas défini selon les PCGR du Canada. La présentation du bénéfice aux fins de comparaison 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 PCGR» à la page 21 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur le bénéfice aux fins de comparaison, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-dessous :

<b>Bénéfice net de 2006</b>	<b>69,2 \$</b>
Diminution des marges brutes du secteur Production	(3,5)
Accroissement des marges du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	1,2
Augmentation des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	(2,1)
Réduction de l'amortissement	2,5
Réduction des intérêts débiteurs nets	3,2
Augmentation de la quote-part des résultats des sociétés satellites	(7,9)
Diminution des participations sans contrôle	2,9
Augmentation de la charge d'impôts	(0,2)
Divers	0,7
<b>Bénéfice net de 2007</b>	<b>66,0 \$</b>

Les marges brutes du secteur Production ont diminué de 3,5 millions de dollars au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007 par suite d'une hausse des interruptions planifiées et imprévues ainsi que des coûts aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une baisse des marges à Ottawa. Ces diminutions ont été en partie compensées par les prix favorables sur le marché de l'Alberta et à la centrale au charbon de Centralia et une baisse des coûts de combustible à la même centrale.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont augmenté de 1,2 million de dollars comparativement à la période correspondante de 2006 en raison de l'augmentation des gains tirés des activités de négociation dans la région de l'Ouest.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 ont augmenté de 2,1 millions de dollars, surtout en raison de l'investissement plus élevé dans notre infrastructure de technologie de l'information.

La dotation aux amortissements a diminué de 2,5 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 par rapport à la période correspondante de 2006, principalement en raison d'une dépréciation constatée à l'égard des stocks de turbines au cours du premier trimestre de 2006, en partie contrebalancée par la mise hors service des pièces remplacées au cours de l'entretien planifié en 2007 et d'un accroissement de l'amortissement du parc.

La baisse de 3,2 millions de dollars des intérêts débiteurs nets pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 découle principalement de la diminution du degré d'endettement et de la hausse des intérêts créditeurs sur les dépôts au comptant, en partie contrebalancée par la hausse des intérêts sur les soldes de la dette à court terme et le dénouement d'une opération de couverture de placement net en 2006. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, une dette nette de 18,8 millions de dollars et des titres privilégiés de 175,0 millions de dollars ont été remboursés.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue de 7,9 millions de dollars à cause d'une baisse des marges, d'un accroissement de l'amortissement et d'une hausse des intérêts débiteurs.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les participations sans contrôle ont diminué de 2,9 millions de dollars comparativement à la même période en 2006 en raison d'un recul du bénéfice chez TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») découlant d'une diminution des marges à Ottawa.

Les impôts sur les bénéfices ont été comparables à la période correspondante de 2006, l'incidence de la baisse du bénéfice avant impôts ayant été compensée par celle des territoires fiscaux où les bénéfices sont gagnés. Le taux d'imposition réel pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a été de 26,7 % comparativement à 23,2 % pour la même période en 2006.

## FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 ont augmenté de 130,1 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2006 surtout à cause des variations du fonds de roulement, en partie contrebalancées par une baisse du bénéfice en trésorerie. Au premier trimestre de 2007, 185 millions de dollars de paiements contractuels prévus relatifs à 2006 ont été recouverts. Au cours du troisième trimestre, nous ne recevons que les produits de deux mois aux termes des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en raison de la date des paiements prévus. De plus, au quatrième trimestre, un paiement relatif aux produits des CAÉ de 2007 ne nous sera versé que le 2 janvier 2008.

Les facteurs clés responsables de ces variations sont mentionnés ci-dessous dans le rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation pour les trimestres terminés les 31 mars 2006 et 2007 :

<b>Flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 mars 2006</b>	<b>200,7 \$</b>
Diminution du bénéfice en trésorerie	(19,3)
Recouvrement des créances relatives aux produits de 2006	185,0
Variations des soldes hors caisse du fonds de roulement	(35,6)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 mars 2007</b>	<b>330,8 \$</b>

Au 31 mars 2007, le ratio de notre dette totale (y compris la dette sans recours) sur le capital investi<sup>1</sup> était de 41,4 % (37,5 %, compte non tenu de la dette sans recours). Cela représente une légère augmentation par rapport au ratio au 31 décembre 2006 qui était de 40,9 % (36,9 %, compte non tenu de la dette sans recours).

## ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

### Trimestre terminé le 31 mars 2007

#### Budget fédéral canadien de 2007

Le budget fédéral canadien publié le 19 mars 2007 propose d'abolir la déductibilité des intérêts sur la dette engagée pour investir dans les sociétés affiliées étrangères. Nous évaluons actuellement l'incidence de la législation proposée.

#### Normes concernant les émissions de gaz à effet de serre

Le 8 mars 2007, le gouvernement de l'Alberta a présenté la loi intitulée *modification de la Loi sur les changements climatiques et la gestion des émissions* qui décrit l'approche proposée pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2007. En vertu de la législation proposée, les seuils et les objectifs concernant les volumes des émissions de gaz à effet de serre sont fixés individuellement pour chacune des centrales. TransAlta prévoit être en mesure de respecter les exigences de la législation proposée.

Le 12 avril 2007, l'État de Washington a adopté le projet de loi 6001 conçu pour réagir aux changements climatiques. Des règlements seront élaborés au cours de l'année qui vient. À ce stade, on ne sait si les règlements futurs en vertu du projet de loi influenceront sur les activités de TransAlta à Centralia, ou si la centrale fera l'objet d'une exemption.

Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

#### Centrale électrique de Keephills 3

Le 26 février 2007, TransAlta a annoncé la mise en chantier du projet de construction de la centrale de 450 MW alimentée au charbon de Keephills 3. La centrale sera mise en valeur conjointement par EPCOR Utilities Inc. («EPCOR») et TransAlta. Le coût en capital du projet devrait se situer autour de 1,6 milliard de dollars, y compris le capital de la mine correspondante, et les activités commerciales devraient débuter au premier trimestre de 2011. TransAlta détiendra une participation de 50 % dans cette unité.

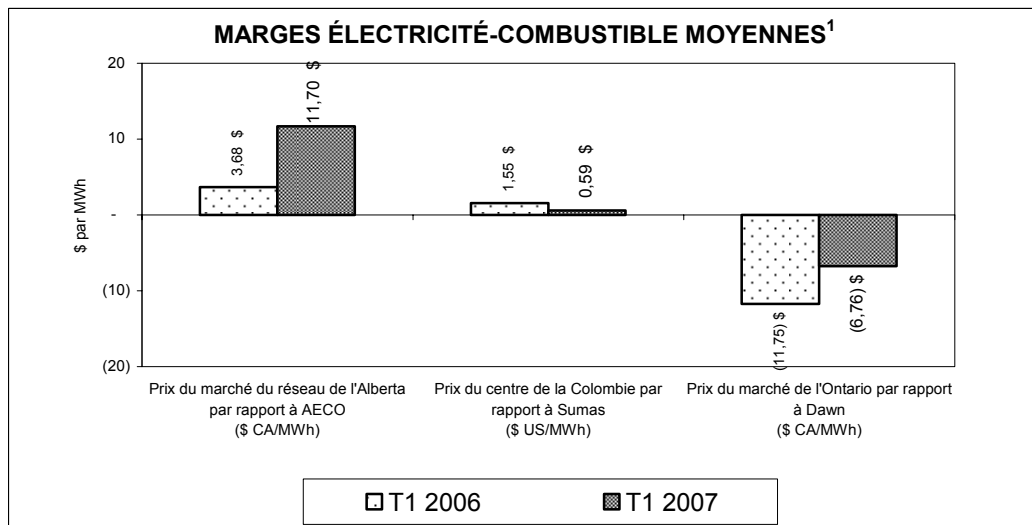
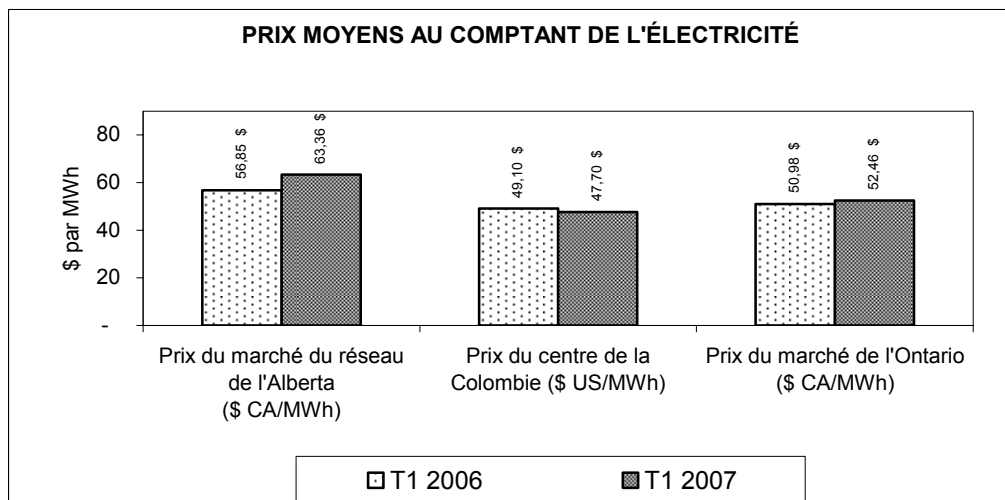
<sup>1</sup> Ce ratio est défini plus en détails à la page 44.

### Contrat d'achat d'électricité conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick

Le 19 janvier 2007, nous avons annoncé la signature d'un contrat à long terme de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick visant la livraison de 75 MW d'énergie éolienne. Nous construirons, détiendrons et exploiterons une centrale d'énergie éolienne au Nouveau-Brunswick («Kent Hills») dont le coût estimatif s'élève à 130 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débuter d'ici la fin de 2008.

### PRIX DU MARCHÉ ET MARGES ÉLECTRICITÉ-COMBUSTIBLE

15 % de la production de nos centrales alimentées au gaz et 5 % de la production de nos centrales alimentées au charbon sont exposés aux fluctuations des prix des produits énergétiques de base. Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, après examen, nous avons recours à divers instruments sur matières premières et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités.



<sup>1</sup> Pour une centrale consommant 7 000 BTU/kWh de chaleur.

Pour le premier trimestre, les prix de l'électricité du centre de la Colombie étaient comparables tandis que les prix au comptant en Ontario et en Alberta se sont accrus par rapport à la période correspondante de 2006. Comparativement au premier trimestre de 2006, les prix au comptant ont augmenté en Alberta et en Ontario à cause de la période prolongée de temps froid en février. Les prix du marché du centre de la Colombie ont également été touchés par le temps froid et la faiblesse des conditions de production hydroélectrique. Les marges électricité-combustible ont diminué dans le nord-ouest du Pacifique mais augmenté en Alberta et en Ontario pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 en regard de la même période en 2006. Les marges électricité-combustible sont demeurées négatives pour les deux dernières années en Ontario au cours du premier trimestre. L'incidence de ces prix sur les marges de nos centrales de production et de nos activités de négociation sont décrites en détails ci-dessous.

## ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

**PRODUCTION :** Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales au charbon et au gaz, ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Au 31 mars 2007, le secteur Production affichait une capacité de production brute<sup>1</sup> en exploitation de 8 366 MW (participation nette de 7 962 MW) et de 353 MW nette en construction. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006).

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars	Total	2007 par MWh installé <sup>1</sup>	Total	2006 par MWh installé <sup>1</sup>
Produits	671,9 \$	9,17 \$	680,0 \$	9,28 \$
Combustible et achats d'électricité	(290,7)	(3,97)	(295,3)	(4,03)
Marge brute	381,2	5,20	384,7	5,25
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	103,9	1,42	104,4	1,42
Amortissement	95,4	1,30	98,1	1,34
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,4	0,07	5,5	0,08
Répartition des coûts intersectoriels	7,1	0,10	6,9	0,09
Charge d'exploitation	211,8	2,89	214,9	2,93
Bénéfice d'exploitation	169,4 \$	2,31 \$	169,8 \$	2,32 \$
Capacité installée (GWh) <sup>1</sup>	73 286		73 286	
Production (GWh)	12 697		12 444	
Disponibilité (%)	88,2		96,9	

<sup>1</sup> Nous avons traditionnellement présenté les marges brutes et les autres éléments clés de l'état des résultats par MWh produit. Même si, pour certains types de contrats, il s'agit d'une mesure efficace de la rentabilité entre les périodes, les niveaux de production et les produits et coûts correspondants ne sont pas comparables entre toutes les centrales du secteur Production. Pour mieux évaluer le rendement du parc global et le rendement sur le capital investi dans les actifs, nous avons présenté les résultats totaux par MWh de capacité installée, qui est une mesure de la capacité de l'ensemble du parc. Nous avons utilisé cette mesure pour la première fois dans le présent rapport trimestriel et nous continuerons cette pratique par la suite.

### Disponibilité

La disponibilité pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a baissé pour s'établir à 88,2 % en regard de 96,9 % pour la période correspondante de 2006, surtout en raison du déclassement à la centrale au charbon de Centralia dû aux essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de Power, de la hausse des interruptions planifiées et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta et des interruptions imprévues à la centrale au gaz de Centralia.

<sup>1</sup> TransAlta mesure la capacité comme étant la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. Sauf indication contraire, les données sur la capacité représentent la capacité détenue et en exploitation.

## Production

La production pour le premier trimestre s'est accrue de 253 GWh par rapport à la même période de 2006 par suite d'un accroissement de la production aux centrales de Poplar Creek (76 GWh), de Fort Saskatchewan (120 GWh), de Genesee 3 (28 GWh) et de Sarnia (122 GWh) en raison d'une augmentation de la demande du marché et des consommateurs, d'une diminution des interruptions planifiées chez CE Gen (45 GWh) et des interruptions imprévues à celle de Meridian (25 GWh). La production a augmenté à Ottawa (81 GWh) alors que nous avons réduit la production au premier trimestre de 2006 pour vendre du gaz. Ces augmentations ont été en parties annulées par la hausse des interruptions planifiées et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (254 GWh) et une baisse de la production hydroélectrique (47 GWh).

## Produits

Les produits ont chuté de 8,1 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 en regard de la période correspondante de 2006, principalement en raison de l'accroissement des interruptions planifiées et imprévues aux centrales thermiques de l'Alberta (14,8 millions de dollars), d'une baisse des produits à Centralia par suite d'une diminution des ventes d'électricité (8,5 millions de dollars), d'une baisse des produits provenant des ventes de gaz à Ottawa (6,5 millions de dollars) et des ventes de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia (7,2 millions de dollars) en partie contrebalancée par une hausse des prix à la centrale au charbon de Centralia (6,5 millions de dollars), et d'un accroissement de la production et des marges électricité-combustible à la centrale de Poplar Creek (6,4 millions de dollars), à la centrale de Genesee 3 (3,8 millions de dollars) et à celle de Sarnia (8,4 millions de dollars).

## Combustible et achats d'électricité

Le poste Combustible et achats d'électricité a diminué de 4,6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 en regard de la même période en 2006 en raison d'une baisse de la production aux centrales thermiques de l'Alberta (3,1 millions de dollars), des coûts de combustible à la centrale au charbon de Centralia (6,7 millions de dollars) et des volumes d'électricité de remplacement à Centralia (7,2 millions de dollars), en partie compensée par une hausse des coûts du charbon aux centrales thermiques de l'Alberta (9,7 millions de dollars) et de la production aux centrales de Poplar Creek (2,8 millions de dollars) et de Sarnia (5,7 millions de dollars).

## Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été comparables à celles de la période correspondante en 2006, principalement en raison de la diminution de l'entretien planifié à Imperial Valley, largement compensée par la hausse de l'entretien planifié aux centrales thermiques de l'Alberta.

## Dotation aux amortissements

La dotation aux amortissements a diminué de 2,7 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, principalement en raison de la dépréciation constatée à l'égard des stocks de turbines au cours du premier trimestre de 2006 (9,6 millions de dollars) et d'une diminution de l'amortissement à la centrale au gaz de Centralia (1,2 million de dollars), en partie contrebalancée par la mise hors service des pièces remplacées au cours de l'entretien planifié en 2007 (1,2 million de dollars) et d'un accroissement de l'amortissement dans l'ensemble du parc par suite des dépenses en immobilisations effectuées en 2006.

## Entretien planifié

Le tableau suivant présente les dépenses d'entretien planifié capitalisées et passées en charges pour les trimestres terminés les 31 mars 2007 et 2006, compte non tenu de CE Gen et du Mexique :

Trimestres terminés les 31 mars	Charbon		Gaz et hydroélectricité		Total	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Capitalisées	2,8 \$	4,9 \$	0,3 \$	2,6 \$	3,1 \$	7,5 \$
Passées en charges	4,6	2,3	-	0,4	4,6	2,7
	<b>7,4 \$</b>	<b>7,2 \$</b>	<b>0,3 \$</b>	<b>3,0 \$</b>	<b>7,7 \$</b>	<b>10,2 \$</b>
GWh perdus	111	4	3	12	114	16

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007, la production perdue à cause de l'entretien planifié s'est élevée à 114 GWh en regard de 16 GWh pour la période correspondante il y a un an, en raison surtout d'une augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007, les dépenses d'entretien capitalisées totales ont été inférieures de 4,4 millions de dollars à celles de la même période en 2006, principalement en raison de l'ampleur des travaux achevés en 2006. Les dépenses d'entretien passées en charges ont été plus élevées qu'à la période correspondante en 2006, surtout à cause du calendrier des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

### Marges brutes du secteur Production

Les volumes de production, les produits tirés de la production d'électricité et de vapeur et les coûts du combustible et des achats d'électricité du secteur Production sont comme suit :

	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
<b>Trimestre terminé le 31 mars 2007</b>								
CAÉ de l'Alberta	6 622	34 348	197,3 \$	67,7 \$	129,6 \$	5,74 \$	1,97 \$	3,77 \$
Contrats à long terme	1 846	9 522	177,0	102,2	74,8	18,59	10,73	7,86
Produits marchands	3 579	26 105	232,8	102,8	130,0	8,92	3,94	4,98
CE Gen	650	3 311	64,8	18,0	46,8	19,57	5,44	14,13
	12 697	73 286	671,9 \$	290,7 \$	381,2 \$	9,17 \$	3,97 \$	5,20 \$
<b>Trimestre terminé le 31 mars 2006</b>								
CAÉ de l'Alberta	6 733	34 348	208,3 \$	59,1 \$	149,2 \$	6,06 \$	1,72 \$	4,34 \$
Contrats à long terme	1 589	9 522	176,4	101,8	74,6	18,53	10,70	7,83
Produits marchands	3 517	26 105	233,7	118,6	115,1	8,95	4,54	4,41
CE Gen	605	3 311	61,6	15,8	45,8	18,60	4,77	13,83
	12 444	73 286	680,0 \$	295,3 \$	384,7 \$	9,28 \$	4,03 \$	5,25 \$

### CAÉ de l'Alberta

Aux termes des CAÉ, nous tirons des produits mensuels fondés sur la capacité, qui visent à recouvrer les coûts fixes et à fournir un rendement du capital investi pour nos centrales et nos mines. Nous recevons également des paiements d'énergie pour le recouvrement de coûts variables prédéterminés liés à la production d'électricité, des paiements incitatifs (ou des pénalités) si les résultats sont supérieurs (ou inférieurs) aux objectifs de disponibilité fixés et des paiements relatifs à l'énergie excédentaire qui sont fondés sur la production d'électricité dépassant la capacité convenue. Cette catégorie comprend nos centrales de Sundance, de Keephills, de Sheerness et la partie de notre centrale hydroélectrique en Alberta faisant l'objet de contrats.

La production pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a chuté de 111 GWh comparativement à la période correspondante de 2006, surtout en raison de l'augmentation des interruptions imprévues (167 GWh), en partie contrebalancée par la hausse de la demande des clients des CAÉ (71 GWh).

Les produits pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 ont diminué de 11,0 millions de dollars (0,32 \$ le MWh installé) comparativement à la période correspondante de 2006 surtout en raison de la hausse des interruptions imprévues et des pénalités contractuelles versées par suite de l'augmentation des prix.

Les coûts liés au combustible et à l'énergie de remplacement pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 se sont accrus de 8,6 millions de dollars (0,25 \$ par MWh installé) comparativement à la période correspondante de 2006, principalement en raison d'une augmentation des coûts du charbon imputable à un accroissement des frais d'enlèvement des morts-terrains et à une hausse des coûts des intrants (8,9 millions de dollars), en partie compensée par une baisse de la production (1,4 million de dollars).

### Contrats à long terme

En règle générale, les contrats à long terme ont généralement une durée initiale variant entre 10 et 25 ans. Les contrats à long terme visent généralement les centrales de cogénération alimentées au gaz et comptent de un à quatre clients par centrale. Les produits proviennent des paiements relatifs à la capacité ainsi que de la production d'énergie électrique et de vapeur. Les résultats de nos centrales de Mississauga, de Windsor, de Wailuku, d'Ottawa, de Fort Saskatchewan et de Meridian ainsi que la partie de Sarnia, de Poplar Creek et de TransAlta Wind faisant l'objet de contrats sont inclus dans cette catégorie.



La production pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a augmenté de 257 GWh par rapport à la période correspondante de 2006 en raison de la hausse de la demande des consommateurs aux centrales de Fort Saskatchewan (120 GWh) et de Poplar Creek (16 GWh), d'une diminution des interruptions imprévues à la centrale de Meridian (25 GWh) et d'une augmentation de la production à la centrale d'Ottawa (81 GWh).

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les marges brutes ont peu varié (0,03 \$ par MWh installé) comparativement à la même période en 2006 parce que l'accroissement de la production thermique à Sarnia (3,6 millions de dollars) ainsi que de la production aux centrales de Poplar Creek (1,1 million de dollars) et de Meridian (1,3 million de dollars) a été en grande partie annulé par la baisse des ventes de gaz à la centrale d'Ottawa (6,5 millions de dollars).

#### **Produits marchands**

Les produits marchands sont tirés de la production, laquelle est vendue comme suit : ventes de contrats à moyen terme (généralement de deux à dix ans), négociation de titres à court terme adossée à des titres de créance et contrats au comptant ou à court terme (moins d'un an). Sont en outre inclus dans cette catégorie les résultats de la centrale au charbon de Centralia, de la centrale au gaz de Centralia, de Genesee 3, de Wabamun, de Binghamton, les ventes d'énergie excédentaire de Sundance, de Keephills, de Sheerness et de nos centrales hydroélectriques, ainsi que les parties de Transalta Wind, de Poplar Creek et de Sarnia ne faisant pas l'objet de contrats.

Au cours du premier trimestre de 2007, la production marchande a totalisé 3 579 GWh, dont 969 GWh ont fait l'objet de contrats à moyen terme, comparativement au premier trimestre de 2006, où la production marchande a atteint 3 517 GWh, dont 1 139 GWh faisaient l'objet de contrats. L'augmentation de la production totale de 62 GWh découle principalement d'une hausse de la demande sur le marché aux centrales de Sarnia (115 GWh), de Poplar Creek (59 GWh) et de Genesee 3 (28 GWh), en partie annulée par l'accroissement des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (103 GWh) et une baisse de la production hydroélectrique (47 GWh).

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, l'augmentation des marges brutes de 14,9 millions de dollars (0,57 \$ le MWh installé) par rapport à la période correspondante en 2006 est attribuable à l'accroissement de la production des centrales de Poplar Creek (2,7 millions de dollars) et de Genesee 3 (3,8 millions de dollars), à des prix favorables aux centrales thermiques de l'Alberta (5,8 millions de dollars) et à la centrale au charbon de Centralia (6,5 millions de dollars), et à une diminution des coûts du charbon à Centralia (6,7 millions de dollars) en partie annulée par la hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta (4,0 millions de dollars) et la vente de crédits d'émission à la centrale au charbon de Centralia en 2006 (7,2 millions de dollars).

#### **CE Gen**

Notre quote-part de la production de CE Gen pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a augmenté de 45 GWh comparativement à la période correspondante de 2006, surtout à cause de la baisse des interruptions planifiées et imprévues à Imperial Valley et aux centrales au gaz de Yuma et de Power Resources.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la marge brute a augmenté de 1,0 million de dollars (0,30 \$ le MWh installé) en regard de la même période de 2006 par suite de l'augmentation des prix à Saranac et de la production globale.

**EXPANSION DE L'ENTREPRISE ET COMMERCIALISATION :** *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats de produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie qui ne sont pas adossés à des actifs de production appartenant à TransAlta. Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation utilise également des contrats de diverses durées pour la vente à terme de gré à gré d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport afin de gérer efficacement la capacité de production disponible ainsi que les besoins de combustible et de transport pour le secteur Production. Ces résultats sont inclus dans le secteur Production. Les indices de rendement clés des opérations pour compte du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation incluent les marges et la valeur à risque.*

Nos Opérations sur les produits énergétiques font appel à plusieurs instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et obtenir de l'information sur le marché. Nos stratégies de négociation comprennent des opérations prévoyant la livraison et des opérations sur instruments financiers à plus court terme, dans les régions où nous possédons des actifs et sur les marchés qui sont raccordés à ces régions. Ce portefeuille comprend principalement des instruments dérivés prévoyant la livraison et des instruments dérivés financiers, y compris des contrats à terme de gré à gré, des swaps, des contrats à terme normalisés et des options sur divers produits de base. Ces contrats satisfont à la définition d'activités de négociation et sont comptabilisés à leur juste valeur selon les PCGR du Canada. Les variations des justes valeurs du portefeuille sont comptabilisées dans le bénéfice de la période au cours de laquelle elles se produisent.

Bien que les produits négociés soient généralement constants d'une période à l'autre, les positions détenues et les incidences sur le plan des bénéfices en résultant varieront compte tenu des conditions réelles et prévues du marché externe futur. Les positions pour chaque région sont établies d'après la conjoncture du marché et le ratio risque/rendement établi pour chaque opération à la date où elle est effectuée. Les résultats ne sont donc pas généralement uniformes par région ou par stratégie d'une période visée à l'autre.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration engagés au sein du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation sont attribués au secteur Production d'après une estimation des charges d'exploitation et du pourcentage des ressources consacrées au soutien et à l'analyse. Cette répartition intersectorielle des frais fixes est représentée par un recouvrement des coûts dans le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation et une charge d'exploitation dans le secteur Production.

Les résultats du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation sont comme suit :

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Produits	51,8 \$	53,7 \$
Achats commerciaux	(41,3)	(44,4)
Marge brute	10,5	9,3
Exploitation, entretien et administration	8,6	8,1
Amortissement	0,4	0,3
Répartition des coûts intersectoriels	(7,1)	(6,9)
Charges d'exploitation	1,9	1,5
Bénéfice d'exploitation	8,6 \$	7,8 \$

La marge brute a augmenté de 1,2 million de dollars au premier trimestre de 2007 par rapport à celle du même trimestre de 2006. Les positions du marché détenues dans la région de l'Ouest ont réagi favorablement aux conditions de production hydroélectrique en début de saison. Les résultats de la région de l'Est, bien qu'ils aient été inférieurs à ceux de 2006 en raison de la baisse des volumes d'électricité négociée, ont contribué favorablement à la marge brute.

Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration se sont accrus de 0,5 million de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 comparativement à la même période en 2006. La hausse des charges salariales a été en partie annulée par une baisse des coûts de la main-d'œuvre faisant l'objet de contrats.

Les répartitions des coûts intersectoriels pour ces périodes sont conformes à celles des périodes correspondantes de l'exercice précédent.

## INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Trimestres terminés les 31 mars	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	38,8 \$	34,1 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6,5	3,7
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4
Intérêts créditeurs	(7,7)	(0,7)
Intérêts capitalisés	(0,3)	-
Intérêts débiteurs nets	37,3 \$	40,5 \$

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les intérêts débiteurs nets ont été inférieurs de 3,2 millions de dollars à ceux de la période correspondante de 2006 en raison de la diminution de la dette, partiellement contrebalancée par un gain sur dénouement d'opérations de couverture de placement net constaté en 2006 (6,0 millions de dollars). Les intérêts débiteurs nets ont aussi été réduits à cause du rachat de titres privilégiés (3,4 millions de dollars) et d'une augmentation des intérêts créditeurs provenant des dépôts au comptant (6,8 millions de dollars), en partie contrebalancés par une hausse des soldes de la dette à court terme (2,8 millions de dollars).

## PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007 s'est établi à 2,9 millions de dollars, chiffre inférieur à la période correspondante de 2006 par suite de la baisse du bénéfice chez TA Cogen découlant du fléchissement des marges à Ottawa.

## QUOTE-PART DES RÉSULTATS DES SOCIÉTÉS SATELLITES

Comme l'exige la Note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), nos activités d'exploitation mexicaines sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Toutefois, ces centrales sont détenues et gérées comme faisant partie du secteur Production. Le tableau ci-dessous résume les informations clés sur ces activités.

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Disponibilité (%)	96,9	91,2
Production (GWh)	579	612
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(8,9) \$	(1,0) \$
Dépenses en immobilisations	-	2,0
Flux de trésorerie d'exploitation	(2,2)	(0,5)
Intérêts débiteurs	9,9	8,3

La disponibilité s'est accrue pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 par suite de la baisse des interruptions planifiées à la centrale de Chihuahua. La production a baissé au cours de la même période par suite d'une réduction de la demande des consommateurs à la centrale de Campeche, en partie compensée par un accroissement de la production à la centrale de Chihuahua, découlant principalement d'une diminution des interruptions planifiées.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la quote-part de la perte des sociétés satellites a augmenté en raison de la baisse des marges (1,9 million de dollars), du calendrier de l'entretien courant et des autres charges d'exploitation (2,6 millions de dollars), d'un accroissement de l'amortissement par suite des dépenses en immobilisations sur l'entretien planifié en 2006 (1,6 million de dollars), et des frais d'intérêts accrus par suite du refinancement de ces filiales en 2006 (8,8 millions de dollars), en partie compensés par la constatation des frais financiers reportés en 2006 (7,2 millions de dollars).

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices	90,0 \$	93,0 \$
Dépréciation des turbines	-	9,6
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et la dépréciation des turbines	90,0 \$	102,6 \$
Charge d'impôts selon les états financiers	24,0	23,8
Bénéfice net	66,0 \$	69,2 \$
Taux d'imposition réel (%)	26,7	23,2

La charge d'impôts pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 a été comparable à celle de la période correspondante en 2006 en raison de la réduction du bénéfice avant impôts, compensée par l'incidence du changement de la composition des territoires fiscaux dans lesquelles le bénéfice avant impôts est gagné.

## SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre le bilan consolidé au 31 décembre 2006 et le bilan consolidé au 31 mars 2007 :

Trimestre terminé le 31 mars	Augmentation/ (diminution)	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie	12,9 \$	Consulter les états des flux de trésorerie consolidés.
Débiteurs	(210,7)	Date des recouvrements des produits de novembre 2006.
Charges payées d'avance	17,4	Primes d'assurances et autres charges payées d'avance.
Actifs de gestion du risque (à court terme)	(2,1)	Adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers.
Stocks	(14,3)	Diminution des stocks à la centrale au charbon de Centralia.
Placements	(17,3)	Perte nette et remboursements de la dette par les filiales et incidence des variations des taux de change.
Immobilisations corporelles, montant net	(47,4)	Amortissement des immobilisations corporelles en partie compensé par le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.
Actifs incorporels	(10,3)	Amortissement des actifs incorporels en partie compensé par le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.
Actifs de gestion du risque (à long terme)	(14,5)	Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers.
Autres actifs (y compris la tranche à court terme)	2,1	Gain réalisé sur dénouement d'opérations de couverture de placement net et variations de l'évaluation à la valeur du marché des dérivés de couverture et reclassement de certains actifs de gestion du risque de prix.
Créditeurs et charges à payer	(77,3)	Calendrier des grands projets d'entretien compensé par l'accroissement des activités du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.
Passifs de gestion du risque (à court terme)	105,5	Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers.
Titres privilégiés	(175,0)	Remboursés en janvier 2007.
Crédits reportés et autres passifs à long terme (y compris la tranche à court terme)	(18,1)	Charge de désactualisation normale moins les passifs relatifs aux obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et le paiement des frais de fermeture de la mine de Centralia.
Passifs de gestion du risque (à long terme)	270,8	Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers.
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche à court terme)	(132,7)	Incidence fiscale des ajustements liés aux nouvelles normes comptables sur les instruments financiers.
Capitaux propres	(239,9)	Bénéfice net de la période et dividendes neutralisés par le programme de réinvestissement des dividendes et les émissions d'actions et l'adoption de nouvelles normes comptables.

## INSTRUMENTS FINANCIERS

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, nous avons adopté quatre nouvelles normes comptables qui ont été publiées par l'ICCA : le chapitre 1530, «Résultat étendu»; le chapitre 3855, «Instruments financiers – constatation et évaluation»; le chapitre 3861, «Instruments financiers – information et présentation»; et le chapitre 3865, «Couvertures». Nous avons adopté ces normes rétroactivement moyennant un ajustement du solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu.

Le chapitre 1530 présente le résultat étendu, qui comprend le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu. Les autres éléments du résultat étendu représentent les variations dans les capitaux propres au cours d'une période découlant des opérations et d'autres

événements sans rapport avec les propriétaires et incluent les gains et pertes latents sur les instruments financiers classés comme disponibles à la vente, les gains ou pertes de change latents découlant des établissements étrangers autonomes, déduction faite des activités de couverture, et des variations de juste valeur de la tranche efficace des instruments de couverture de flux de trésorerie.

Le chapitre 3855 établit les normes touchant la constatation et l'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des instruments dérivés non financiers. Il exige que les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, soient constatés dans le bilan consolidé lorsque nous devenons partie aux dispositions contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat dérivé non financier. En vertu de cette norme, tous les instruments financiers doivent être évalués à la juste valeur à la constatation initiale, sauf pour certaines opérations entre parties liées.

Afin de présenter les chiffres correspondants du bilan de 2006, les soldes des instruments financiers relatifs au change et aux taux d'intérêt de l'exercice précédent ont été reclassés. Les actifs à court terme et à long terme de gestion du risque seront accrus respectivement de 11,2 millions de dollars et 43,2 millions de dollars, et les tranches à court terme et à long terme des autres actifs ont été réduites de montants correspondants. Les passifs à court terme et à long terme de gestion du risque ont été accrus respectivement de 2,1 millions de dollars et 13,0 millions de dollars, et les tranches à court terme et à long terme des crédits reportés et des autres passifs à long terme ont été réduites de montants correspondants. Comme l'exige le chapitre 1530, la perte de conversion cumulée de 64,5 millions de dollars a été reclassée dans le solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu.

La majorité des changements ont été reflétés dans la valeur comptable des couvertures de flux de trésorerie incluses dans les actifs et passifs de gestion du risque à l'égard du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ainsi que dans les instruments financiers utilisés comme couvertures de titres de créance et du placement net dans les filiales étrangères autonomes. L'incidence de l'adoption de ces normes sur notre bilan au 31 décembre 2006 est décrite ci-dessous :

	Actifs liés au risque de prix		Passifs liés au risque de prix		Net
	À court terme	À long terme	À court terme	À long terme	
Actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – <i>comme présenté</i>	72,2 \$	65,1 \$	(32,4) \$	(14,0) \$	90,9 \$
Juste valeur des actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	99,6	77,7	(122,2)	(276,3)	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et du placement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	12,6	61,1	(3,9)	(22,1)	47,7
<b>Total des justes valeurs</b>	<b>112,2 \$</b>	<b>138,8 \$</b>	<b>(126,1) \$</b>	<b>(298,4) \$</b>	<b>(173,5) \$</b>

L'incidence brute et après impôts de l'adoption de ces normes sur le solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu est décrite ci-après :

Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – <i>comme présenté</i>	90,9 \$
Juste valeur des passifs nets liés à la gestion du risque du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et du placement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	47,7
<b>Total de la juste valeur des passifs de gestion du risque</b>	<b>(173,5)</b>
Variation de juste valeur	(264,4)
Impôts et taxes	(87,1)
<b>Ajustement du solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu découlant des justes valeurs</b>	<b>(177,3) \$</b>
<b>Écart de conversion</b>	<b>(64,5)</b>
<b>Solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(241,8) \$</b>

Voir les notes 1, 2, et 3 afférentes aux états financiers intermédiaires pour une analyse plus détaillée de l'adoption de ces nouvelles normes.

## ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Nos actifs et passifs de gestion du risque sont divisés en deux grandes catégories : 1) ceux qui sont utilisés dans les secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production dans le cadre des activités de négociation, des activités de couverture et de certaines activités d'impartition, et 2) ceux qui sont utilisés dans les opérations de couverture en commercialisation de produits non énergétiques, les titres de créance et les placements nets dans les filiales étrangères autonomes. Les fluctuations dans chacun de ces cas sont décrites ci-dessous.

### Opérations sur les produits énergétiques

Nos actifs et passifs de gestion du risque à l'égard des opérations sur les produits énergétiques qui représentent la valeur des opérations du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours (latentes) et certaines opérations d'impartition des activités de production sont comptabilisés à leur juste valeur. Les contrats admissibles à la comptabilité de couverture sont identifiés comme des «couvertures». Tous les autres contrats sont identifiés comme des «éléments autres que de couverture». À l'exception des contrats de livraison physique et des stocks de gaz, la juste valeur de toutes les opérations sur les produits énergétiques est fondée sur les cours du marché ou les évaluations d'après les modèles. La juste valeur des contrats financiers de transport est fondée sur une analyse statistique des données historiques. Tous les contrats de transport sont comptabilisés conformément à l'EITF 02-3.

Les tableaux suivants montrent les classements au bilan pour les actifs et passifs de gestion du risque à l'égard des activités de négociation de produits énergétiques; et les variations de juste valeur pour la période, séparément par méthode d'évaluation :

Bilan	31 mars 2007			31 décembre 2006
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	0,7 \$	43,8 \$	44,5 \$	61,0 \$
- À long terme	(0,9)	4,1	3,2	21,9
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(118,5)	(17,6)	(136,1)	(30,3)
- À long terme	(273,3)	14,3	(259,0)	(1,0)
Actifs (passifs) nets en cours liés à la gestion du risque	(392,0) \$	44,6 \$	(347,4) \$	51,6 \$

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, les actifs et passifs de gestion du risque admissibles à la comptabilité de couverture ont été comptabilisés à la juste valeur. L'incidence sur les valeurs présentées antérieurement figure ci-dessous avec les variations de ces valeurs au cours du premier trimestre de 2007 :

Variation de juste valeur des actifs (passifs) nets	Couvertures		Éléments autres que de couverture		Total
	Comptabilisées selon l'évaluation à la valeur du marché	Comptabilisées selon l'évaluation d'après les modèles	Comptabilisées selon l'évaluation à la valeur du marché	Comptabilisées selon l'évaluation d'après les modèles	
Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – comme présenté	- \$	- \$	52,7 \$	(1,1) \$	51,6 \$
Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – à la juste valeur (note 1)	(253,0)	(19,8)	52,7	(1,1)	(221,2)
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	5,9	1,4	(13,5)	(0,4)	(6,6)
Variations des valeurs attribuables au cours du marché et à d'autres changements survenus sur le marché	(118,0)	(7,2)	3,2	(0,2)	(122,2)
Nouveaux contrats conclus au cours de l'année civile actuelle	(4,8)	-	3,3	4,1	2,6
Variations des valeurs attribuables à certains contrats devenus inadmissibles à la comptabilité de couverture	3,5	-	(3,5)	-	-
Actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque en cours au 31 mars 2007	(366,4) \$	(25,6) \$	42,2 \$	2,4 \$	(347,4) \$

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets liés à la gestion du risque associés aux positions autres que de couverture a diminué de 7,0 millions de dollars comparativement au 31 décembre 2006, principalement en raison des contrats réglés au cours du trimestre, en partie compensés par les nouveaux contrats conclus en 2007 et les variations de valeur associées aux contrats existants à la fin des deux périodes. Dans la mesure du possible, les variations des actifs et passifs nets liés à la gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets liés à la gestion du risque associés aux positions de couverture a baissé de 119,2 millions de dollars en regard du 31 décembre 2006, principalement en raison des variations de valeur associées aux contrats existants à la fin des deux périodes. Les variations des actifs et passifs nets liés à la gestion du risque relatifs aux positions de couverture sont reflétées dans la marge brute du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation et du secteur Production dans la mesure où i) les opérations ont été réglées au cours de la période, et ii) il existe de l'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures restent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à la date de livraison du produit sous-jacent ou de règlement du contrat.

L'échéance prévue du règlement des contrats susmentionnés pour chacune des cinq années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

		2007	2008	2009	2010	2011	2012 et par la suite	Total
<b>Couvertures</b>	Cours du marché	(80,9) \$	(129,5) \$	(99,8) \$	(49,7) \$	(4,8) \$	(1,7) \$	(366,4) \$
	Cours selon les modèles	(3,5)	(6,5)	(6,7)	(6,4)	(2,5)	-	(25,6) \$
		<b>(84,4) \$</b>	<b>(136,0) \$</b>	<b>(106,5) \$</b>	<b>(56,1) \$</b>	<b>(7,3) \$</b>	<b>(1,7) \$</b>	<b>(392,0) \$</b>
<b>Éléments autres que de couverture</b>	Cours du marché	42,7 \$	(0,8) \$	0,3 \$	- \$	- \$	- \$	42,2 \$
	Cours selon les modèles	1,1	1,1	0,2	-	-	-	2,4 \$
		<b>43,8 \$</b>	<b>0,3 \$</b>	<b>0,5 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>- \$</b>	<b>- \$</b>	<b>44,6 \$</b>
<b>Grand total</b>		<b>(40,6) \$</b>	<b>(135,7) \$</b>	<b>(106,0) \$</b>	<b>(56,1) \$</b>	<b>(7,3) \$</b>	<b>(1,7) \$</b>	<b>(347,4) \$</b>

La durée des opérations de couverture, qui ont trait actuellement seulement aux contrats sur les actifs du secteur Production, est inférieure à cinq ans. Les contrats dépassant cinq ans ont été conclus en obtenant des autorisations additionnelles et aux termes de contrôles stricts.

Les opérations autres que de couverture qui se poursuivent après 2007 consistent habituellement en des contrats adossés à des actifs de production qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture et qui comportent un profil de risque peu élevé, notamment des swaps d'énergie fixes-variables à long terme et des swaps de consommation spécifique de chaleur. Nos Opérations sur les produits énergétiques sont en grande partie des opérations d'une durée inférieure à 18 mois, ce qui réduit les risques de crédit et les besoins de fonds de roulement comparativement aux opérations à plus long terme.

#### **Autres actifs et passifs de gestion du risque**

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, certains actifs et passifs de gestion du risque utilisés dans la couverture des opérations de commercialisation des produits non énergétiques, la dette et le placement net dans les filiales étrangères autonomes ont été comptabilisés à la juste valeur.

L'incidence sur les valeurs présentées antérieurement figure ci-dessous avec les variations de ces valeurs au cours du premier trimestre de 2007 :

Bilans	31 mars 2007		31 décembre 2006	
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations autres que sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	25,6 \$	- \$	25,6 \$	11,2 \$
- À long terme	47,4	-	47,4 \$	43,2
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(1,8)	-	(1,8) \$	(2,1)
- À long terme	(11,4)	(14,4)	(25,8) \$	(13,0)
<b>Actifs (passifs) nets en cours liés à la gestion du risque</b>	<b>59,8 \$</b>	<b>(14,4) \$</b>	<b>45,4 \$</b>	<b>39,3 \$</b>

Par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, les actifs et passifs de gestion du risque admissibles à la comptabilité de couverture ont été comptabilisés à la juste valeur. L'incidence sur les valeurs antérieurement présentées figure ci-dessous ainsi que les variations de ces valeurs au cours du premier trimestre de 2007 :

	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Autres actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque au 31 décembre 2006 – <i>comme présenté</i>	50,1	(10,8)	39,3
Autres actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque au 31 décembre 2006 – <i>à la juste valeur</i>	58,0	(10,3)	47,7
Variations des valeurs attribuables à la réalisation des contrats – (gains)/pertes	3,4	(0,3)	3,1
Variations latentes attribuables aux variations du cours du marché et à d'autres changements sur le marché – (gains)/pertes	(2,7)	(3,8)	(6,5)
Nouveaux contrats latents conclus au cours de l'année civile actuelle – (gains)/pertes	1,1	-	1,1
<b>Autres actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque au 31 mars 2007 – <i>à la juste valeur</i></b>	<b>59,8</b>	<b>(14,4)</b>	<b>45,4</b>

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets liés à la gestion du risque associés aux positions autres que de couverture a diminué de 4,1 millions de dollars comparativement au 31 décembre 2006 principalement à cause des variations de valeur du marché. Les variations des actifs et passifs nets liés à la gestion du risque relatifs aux positions autres que de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la juste valeur de nos actifs et passifs nets liés à la gestion du risque associés aux positions de couverture s'est accrue de 1,8 million de dollars comparativement au 31 décembre 2006, principalement à cause des variations de valeur dans les nouveaux contrats conclus au cours de la période. La réalisation de gains sur les contrats a surtout été contrebalancée par les variations latentes de valeur du marché. Les variations des actifs et passifs nets liés à la gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs dans la mesure où i) les opérations ont été réglées au cours de la période, et ii) il existe de l'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures demeurent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'au règlement de l'instrument, au changement de participation dans l'établissement étranger ou à l'instrument financier de couverture.



## Total des soldes

Le solde global présenté dans les actifs et passifs nets liés à la gestion du risque figure ci-dessous :

Bilan	31 mars 2007			31 décembre 2006		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Actifs de gestion du risque						
- A court terme	44,5	25,6	70,1	61,0	11,2	72,2
- A long terme	3,2	47,4	50,6	21,9	43,2	65,1
Passifs de gestion du risque						
- A court terme	(136,1)	(1,8)	(137,9)	(30,3)	(2,1)	(32,4)
- A long terme	(259,0)	(25,8)	(284,8)	(1,0)	(13,0)	(14,0)
Actifs (passifs) nets en cours liés à la gestion du risque	(347,4)	45,4	(302,0)	51,6	39,3	90,9

La société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des tiers à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure et surveille continuellement ces risques après la conclusion de ces contrats. Des évaluations détaillées de la solvabilité de toutes les contreparties sont effectuées et, le cas échéant, des garanties des sociétés ou des lettres de crédit sont obtenues pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Voir la rubrique Facteurs de risque et gestion des risques du rapport de gestion de notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2006 pour obtenir de plus amples renseignements sur l'exposition au risque de crédit et la gestion de ce risque.

## ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trimestres terminés les 31 mars	2007	2006	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	65,6 \$	79,3 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	330,8	200,7	L'augmentation des rentrées de trésorerie était due aux 185 millions de dollars des créances relatives à 2006 recouvrées durant le trimestre, en partie contrebalancée par une diminution du bénéfice en trésorerie et le paiement de 23,0 millions de dollars en frais de fermeture de la mine de Centralia.
Activités d'investissement	(55,0)	(11,9)	En 2007, les sorties de trésorerie ont été principalement attribuables aux acquisitions d'immobilisations corporelles de 54,3 millions de dollars.  En 2006, les sorties de trésorerie étaient principalement attribuables aux acquisitions d'immobilisations corporelles de 29,2 millions de dollars en partie contrebalancées par les gains latents découlant du règlement des couvertures de placements nets de 18,7 millions de dollars.
Activités de financement	(262,7)	(177,3)	En 2007, les sorties de trésorerie ont été attribuables à une diminution de la dette à court terme de 7,1 millions de dollars et aux dividendes sur actions ordinaires de 54,2 millions de dollars, aux titres privilégiés de 175,0 millions de dollars et aux participations sans contrôle de 20,8 millions de dollars.  En 2006, les sorties de trésorerie étaient attribuables au remboursement de la dette à long terme de 259,6 millions de dollars, aux distributions aux actionnaires sans contrôle des filiales de 17,2 millions de dollars, aux dividendes sur actions ordinaires de 32,9 millions de dollars, en partie contrebalancés par une augmentation de la dette à court terme de 125,5 millions de dollars.
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	78,5 \$	89,9 \$	

### **Activités d'exploitation**

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les fonds provenant des activités d'exploitation ont atteint 330,8 millions de dollars en regard de 200,7 millions de dollars pour la période correspondante de 2006 à cause du calendrier de recouvrement des créances de 2006 totalisant 185 millions de dollars. Ces créances, issues de ventes effectuées en novembre 2006, ont été recouvrées le 2 janvier 2007, conformément aux modalités contractuelles prévues. Cette augmentation des flux de trésorerie au cours du trimestre actuel a été en partie annulée par la baisse du bénéfice en trésorerie. Au cours du premier trimestre, la société a payé 23,0 millions de dollars en frais de fermeture de la mine de charbon de Centralia.

### **Activités d'investissement**

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les fonds affectés aux activités d'investissement ont été de 55,0 millions de dollars en regard de 11,9 millions de dollars pour la période correspondante de 2006. L'augmentation de la trésorerie utilisée était surtout due à une augmentation des dépenses en immobilisations et à la réalisation des gains au règlement des couvertures de placements nets en 2006.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la société n'a effectué aucune sortie de fonds pour le règlement des couvertures de placements nets dans les filiales étrangères comparativement aux rentrées de fonds de 18,7 millions de dollars enregistrées pour la même période en 2006.

En 2007, la société a engagé un total de 13,0 millions de dollars de dépenses en immobilisations relativement aux projets de Kent Hills, de l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance, et de Keephills 3.

### **Activités de financement**

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, les fonds affectés aux activités de financement ont été de 262,7 millions de dollars en regard de 177,3 millions de dollars pour le trimestre correspondant de 2006. Cette augmentation des sorties de fonds était surtout due à l'accroissement des dividendes en espèces versés sur les actions ordinaires et au calendrier de ces versements de 21,3 millions de dollars et au remboursement des titres privilégiés de 175,0 millions de dollars. Un montant de 7,1 millions de dollars de la dette à court terme a été remboursé au cours du trimestre actuel en regard d'une augmentation de la dette à court terme de 125,5 millions de dollars au cours de la même période en 2006.

## **SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT**

Le risque d'illiquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à effectuer des activités de négociation et de couverture et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Le risque d'illiquidité est géré de façon à maintenir suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations à mesure qu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la moins coûteuse.

Nos besoins de liquidité sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie d'exploitation, les emprunts à court terme prélevés sur nos facilités de crédit, le programme de papier commercial et les titres de créance à long terme émis en vertu du programme des déclarations d'inscription préalable aux États-Unis et du programme de billets à moyen terme au Canada. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les dividendes, les distributions aux commanditaires sans contrôle, le versement des intérêts et le remboursement du capital des titres de créance.

Nous détenons une facilité de crédit consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et environ 0,4 milliard de dollars de facilités de crédit non consenties. Au 31 mars 2007, nous disposons de 0,9 milliard de dollars en vertu de ces facilités de crédit (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2006).

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales éventuelles, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2007, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 632,0 millions de dollars comparativement à 633,2 millions de dollars au 31 décembre 2006.

Nous prévoyons que notre capacité à dégager suffisamment de flux de trésorerie d'exploitation, à court terme et à long terme, pour maintenir la capacité financière et la souplesse nécessaires permettant d'atteindre la croissance prévue restera semblable à ce qu'elle est depuis le 31 décembre 2006. Au troisième trimestre, nous ne recevons que la valeur des produits de deux mois en vertu des CAÉ en raison de la date des paiements prévus. De plus, au quatrième trimestre, un paiement relatif aux produits des CAÉ de 2007 ne sera pas versé avant le 2 janvier 2008. Cependant, ce calendrier de paiement a pour effet que nous recevons les produits de 12 mois en 2007.

Le 23 avril 2007, nous avons environ 202,7 millions d'actions ordinaires en circulation.

#### **Contrats de garantie**

TransAlta garantit les obligations de certaines filiales en vertu de contrats qui facilitent les opérations de livraison physique ou les opérations au comptant prévues aux termes d'instruments dérivés. Si des passifs liés à ces contrats garantis existent, ils sont inclus dans le bilan consolidé. Les garanties données en vertu de tous les contrats facilitant les opérations de livraison physique ou les opérations au comptant prévues aux termes d'instruments dérivés au 31 mars 2007 s'établissaient à un maximum de 1,9 milliard de dollars. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. La juste valeur des positions de négociation et de couverture en vertu de contrats où TransAlta a un passif net, aux termes des garanties limitées et illimitées, s'établissait à 253,0 millions de dollars au 31 mars 2007 contre 285,3 millions de dollars au 31 décembre 2006.

TransAlta garantit également les obligations de certaines filiales d'atteindre un rendement donné et de faire des paiements en vertu de certains contrats. Le montant garanti en vertu de ces contrats s'élevait à un maximum de 1,1 milliard de dollars au 31 mars 2007, contre 788,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. Toute obligation actuelle relative aux garanties de rendement au 31 mars 2007 est incluse dans les crédettes et charges à payer.

La société compte environ 0,9 milliard de dollars de crédits disponibles provenant de ses facilités de crédit confirmées et non confirmées pour garantir ces risques.

#### **PERSPECTIVES**

Les principaux facteurs qui influent sur les résultats financiers du reste de 2007 sont la capacité en place en mégawatts, la disponibilité et la production tirée des actifs de production, les marges applicables à la production non contractuelle, les coûts de production et les marges réalisées relativement aux Opérations sur les produits énergétiques.

#### **Production, disponibilité et capacité**

Les niveaux de capacité de production devraient augmenter légèrement à la fin de l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à l'installation alimentée au charbon de Sundance dans la dernière partie du troisième trimestre de 2007. La disponibilité et la production devraient diminuer au deuxième trimestre à cause de l'accroissement des interruptions planifiées. La production devrait légèrement augmenter au troisième et quatrième trimestres par rapport au premier trimestre.

#### **Prix de l'électricité**

Malgré la croissance élevée de la demande d'une année à l'autre et des ajouts minimes d'offre en Alberta, les prix de l'électricité et les marges électricité-combustible pour le reste de 2007 devraient être plus faibles que celles observées en 2006 à cause de l'attente d'un retour à la normale des taux d'interruption par unité et des conditions climatiques. Comparativement à 2006, une croissance minimale de la charge est prévue dans le nord-ouest du Pacifique mais une hausse élevée des prix du gaz naturel devrait contribuer à faire monter les prix de l'électricité et les marges électricité-combustible pour le reste de 2007. Les prix en Ontario devraient également grimper par rapport à 2006 étant donné la remontée des prix du gaz naturel anticipée.

15 % de la production de nos installations alimentées au gaz et 5 % de la production de nos installations alimentées au charbon sont exposées aux fluctuations des prix des produits énergétiques de base. Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, après examen, nous avons recours à divers instruments sur matières premières et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités.

### Coûts du combustible

L'extraction du charbon est assujettie aux augmentations de coût en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation et des prix du diesel. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières dans les activités d'extraction du charbon. Les coûts du charbon en Alberta pour 2007 devraient être de 30 millions de dollars supérieurs à ceux de 2006. Le combustible à la centrale au charbon de Centralia est acheté auprès d'un fournisseur externe, et les coûts devraient être comparables à ceux du premier trimestre.

Les contrats d'achat de gaz à long terme ou les compensations correspondantes dans les produits minimisent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz. Les variations des marges électricité-combustible dont il est question à la rubrique «Prix de l'électricité» pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes au gaz. Nous n'avons pas conclu de contrats visant des produits de base à prix fixe pour le gaz à ces centrales étant donné que les achats de gaz se feront au moment de l'établissement des prix sur le marché au comptant.

### Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de la capacité de production installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de capacité installée devraient s'accroître aux deuxième et troisième trimestres en raison de l'accroissement de l'entretien planifié.

### Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations sont composées des dépenses affectées au maintien de l'exploitation et des dépenses de croissance. Ces deux composantes sont analysées plus en détail ci-dessous.

### Dépenses de maintien

Les dépenses de maintien comprennent l'entretien planifié, les dépenses normales liées au matériel et aux systèmes des centrales et aux infrastructures connexes, ainsi que les investissements dans nos mines. Pour 2007, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales, compte non tenu du Mexique, se situent entre 320 et 345 millions de dollars, et se répartissent comme suit :

- de 100 à 105 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;
- de 80 à 85 millions de dollars pour le matériel d'exploitation des mines;
- de 55 à 60 millions de dollars pour les modifications à apporter au matériel de la centrale au charbon de Centralia;
- de 85 à 95 millions de dollars pour l'entretien planifié, comme l'indique le tableau ci-dessous :

	Charbon	Gaz et hydroélectricité	Total
Capitalisées	70-75 \$	15-20 \$	85-95 \$
Passées en charges	65-70	0-5	65-75
	135-145 \$	15-25 \$	150-170 \$
GWh perdus	2 000-2 050	125-150	2 125-2 200

En 2007, nous prévoyons subir une perte d'environ 2 125 à 2 200 GWh de production en raison de l'entretien planifié. Aucune activité d'entretien planifié importante n'est prévue à nos exploitations du Mexique en 2007.

### Dépenses de croissance

Pour 2007, les dépenses en immobilisations de croissance devraient se situer entre 255 et 265 millions de dollars au titre des coûts liés à l'accroissement de la capacité de l'unité 4 à la centrale de Sundance et à des projets de mise en valeur à la centrale de Keepphills 3 et de Kent Hills. Le financement de ces dépenses devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et à la capacité d'emprunt actuelle.

### Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques est affecté par les prix sur le marché, les positions adoptées, et la durée de ces positions. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser le bénéfice tout en

maintenant encore un profil de risque acceptable. Notre objectif est que nos activités de négociation pour compte dégagent une marge brute annuelle variant de 50 à 70 millions de dollars.

#### **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 en compensant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des charges d'intérêts, qui servent de couverture naturelle des produits libellés en devises.

#### **Intérêts débiteurs nets**

Les intérêts débiteurs nets de 2007 devraient être comparables à ceux du premier trimestre. Cependant, les taux d'intérêt élevés et les fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain pourraient se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

#### **Situation de trésorerie et sources de financement**

Étant donné qu'une plus grande instabilité des marchés de l'énergie et du gaz est prévue, les occasions de négociation sur le marché devraient s'accroître, ce qui pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer ce risque d'illiquidité, la société maintient une facilité de crédit confirmée de 1,5 milliard de dollars et surveille les risques de façon à déterminer les besoins prévus en liquidités.

#### **Lois sur l'environnement**

Le 8 mars 2007, la province de l'Alberta a annoncé la loi et les règlements qu'elle propose pour lutter contre les changements climatiques. Le plan de l'Alberta exige une réduction de 12 % des émissions de gaz à effet de serre pour les émetteurs importants à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007. On peut s'y conformer en réduisant les émissions directes, en versant un montant fixe à un Fonds technologique ou en achetant des crédits compensatoires auprès d'autres projets en Alberta.

La réduction du taux de mercure exigée en Alberta est fixée à 70 % d'ici 2010. TransAlta a soumis son plan de contrôle du mercure en mars 2007. Nous espérons rendre officiel notre plan d'investissement dans cette nouvelle technologie à la fin de 2007 ou au début de 2008.

Les CAÉ relatifs aux centrales alimentées au charbon situées en Alberta contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

Le gouvernement du Canada devrait publier les détails de ses plans d'assainissement de l'air en avril 2007. L'interaction des lois de l'Alberta et du gouvernement du Canada reste à déterminer mais nous envisageons qu'il y aura harmonisation entre les deux.

Le 12 avril 2007, l'État de Washington a adopté le projet de loi 6001 conçu pour réagir aux changements climatiques. Les lois fixent les objectifs de rendement pour les nouveaux contrats d'achat d'électricité à long terme conclus par les services publics de l'État. Elle pave également la voie à l'élaboration de règlements spécifiques pour le secteur industriel et celui du transport, qui seront élaborés après consultation pendant l'année qui vient. À ce stade, il est trop tôt pour déterminer si les lois futures influenceront sur la production de la charge de base de TransAlta. Il existe une disposition concernant l'exemption des normes de rendement pour la fiabilité du système ou des raisons financières. TransAlta participera au processus de consultation afin d'élaborer les règlements. Il y a plusieurs projets de lois fédéraux relatifs au climat aux États-Unis dont sont saisis la Chambre des représentants et le Sénat. Si l'un d'entre eux est adopté, nous nous attendons à ce qu'il y ait harmonisation entre les lois du gouvernement fédéral et celles de l'État.

#### **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Celles qui sont analysées ci-dessous ne sont pas définies dans les PCGR et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du bénéfice net ou des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR, comme indicateur du rendement financier de la société ou de sa situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures de même nom utilisées par d'autres sociétés.

Chaque unité économique est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés selon la marge brute et le bénéfice d'exploitation. Le bénéfice d'exploitation et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure du rendement de l'exploitation qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

La marge brute et le bénéfice d'exploitation sont rapprochés au bénéfice net comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars	2007	2006
<b>Marge brute</b>	<b>391,7 \$</b>	394,0 \$
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>(239,6)</b>	(240,0)
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>152,1</b>	154,0
Perte (gain) de change	0,1	(0,6)
Intérêts débiteurs nets	(37,3)	(40,5)
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(8,9)	(1,0)
<b>Bénéfice avant les participations sans contrôle et les impôts sur les bénéfices</b>	<b>106,0</b>	111,9
Participations sans contrôle	16,0	18,9
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices</b>	<b>90,0</b>	93,0
Charge d'impôts	24,0	23,8
<b>Bénéfice net</b>	<b>66,0 \$</b>	69,2 \$

La présentation du bénéfice comparable 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. Parce que nous pensons que la charge de dépréciation des turbines comptabilisée au premier trimestre de 2006 affectera autrement la comparabilité de nos résultats d'une période à l'autre, nous avons exclu cet élément du calcul du bénéfice aux fins de comparaison.

Trimestres terminés les 31 mars	2007	2006
<b>Bénéfice aux fins de comparaison</b>	<b>66,0 \$</b>	75,4 \$
Dépréciation des turbines, déduction faite des impôts et taxes	-	(6,2)
<b>Bénéfice net</b>	<b>66,0 \$</b>	69,2 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant la période</b>	<b>202,6</b>	199,5
<b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,33 \$</b>	0,38 \$

Les flux de trésorerie disponibles visent à présenter les montants en espèces dont nous disposons pour les dépenses en immobilisations de croissance, le remboursement de la dette avec recours ou le rachat d'actions ordinaires.

Les paiements contractuels prévus de 2006 ont été exclus du calcul des flux de trésorerie disponibles parce que le calendrier de règlement dépend de certains congés civils au cours du mois de décembre et ce changement lié au calendrier ne survient pas fréquemment. Le paiement des frais de fermeture de la mine de Centralia a également été exclu parce qu'il n'est pas de nature récurrente. Les dépenses en immobilisations de maintien correspondent au total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie moins 13,0 millions de dollars que nous avons investis dans des projets de croissance au cours du premier trimestre de 2007. Il n'y a eu aucun investissement dans les projets de croissance au cours du premier trimestre de 2006.

Le calcul du rapprochement des flux de trésorerie d'exploitation et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-dessous :

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
Flux de trésorerie d'exploitation	330,8 \$	200,7 \$
Plus (moins) :		
Dépenses relatives au maintien	(41,3)	(29,2)
Dividendes sur actions ordinaires	(54,2)	(32,9)
Distribution aux actionnaires sans contrôle des filiales	(20,8)	(17,2)
Remboursement de la dette sans recours	(8,7)	(4,5)
Calendrier des paiements contractuels prévus en 2006	(185,0)	-
Frais de fermeture de Centralia	23,0	-
Flux de trésorerie provenant des placements en titres de capitaux propres	(2,2)	(2,5)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>41,6 \$</b>	<b>114,4 \$</b>

Les flux de trésorerie provenant des placements en titres de capitaux propres représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos filiales moins les dépenses en immobilisations de maintien et de croissance.

#### PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

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

Trimestres de 2006	T2 2006	T3 2006	T4 2006	T1 2007
Produits	599,0 \$	684,0 \$	779,8 \$	723,7 \$
Bénéfice (perte) tiré(e) des activités poursuivies	86,4	35,3	(146,0)	66,0
Bénéfice net (perte nette)	86,0	35,3	(146,0)	66,0
Résultat de base par action ordinaire :				
Activités poursuivies	0,43	0,18	(0,72)	0,33
Bénéfice net (perte nette)	0,43	0,18	(0,72)	0,33
Résultat dilué par action ordinaire :				
Activités poursuivies	0,43	0,18	(0,72)	0,33
Bénéfice net (perte nette)	0,43	0,18	(0,72)	0,33

Trimestres de 2005	T2 2005	T3 2005	T4 2005	T1 2006
Produits	621,2 \$	722,9 \$	810,1 \$	733,7 \$
Bénéfice tiré des activités poursuivies	25,8	51,2	47,9	69,2
Bénéfice net	25,8	51,2	59,9	69,2
Résultat de base par action ordinaire :				
Activités poursuivies	0,13	0,26	0,24	0,35
Bénéfice net	0,13	0,26	0,30	0,35
Résultat dilué par action ordinaire :				
Activités poursuivies	0,13	0,26	0,24	0,35
Bénéfice net	0,13	0,26	0,30	0,35

#### CONTRÔLES ET PROCÉDURES

À la fin de la période visée par le présent rapport trimestriel, la direction de TransAlta, conjointement avec le président et chef de la direction et le chef de la direction des finances de TransAlta, a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement des contrôles et des procédures de communication de l'information financière. En se fondant sur cette évaluation, le président et chef de la direction et le chef de la direction des finances en ont conclu que les contrôles et les procédures de communication de l'information financière de la société sont efficaces. Ces attestations figurent à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Le contrôle interne de TransAlta à l'égard de l'information financière a changé au cours du trimestre considéré par suite de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers et le résultat étendu. Ces modifications ont influé sur nos procédés comptables

et, par conséquent, nous avons mis à jour nos contrôles internes. Les modifications de notre système comptable ont été facilitées par nos contrôles et procédés actuels en technologie de l'information.

TransAlta est présentement à la phase d'essai d'une amélioration de son système comptable et des procédés correspondants qui seront utilisés afin de préparer les résultats du deuxième trimestre. Les modifications de notre système comptable seront facilitées par nos contrôles et procédés en place.

## **ÉNONCÉS PROSPECTIFS**

Le présent rapport de gestion et d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Dans certains cas, les énoncés prospectifs sont indiqués par des termes tels que «peut», «fera», «croit», «s'attend à», «potentiel», «éventuel», «permet», «continue» et d'autres expressions similaires. Les énoncés prospectifs ont trait, entre autres, aux énoncés sur les occasions d'affaires prévues et le rendement financier de TransAlta. Ces énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent amener les résultats réels à différer de manière importante des résultats envisagés, y compris les risques importants décrits dans le présent rapport de gestion à la rubrique «Perspectives» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent les éléments suivants, bien qu'ils n'y soient pas limités : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges, le coût et la disponibilité du combustible pour la production d'électricité, la rapidité et le degré de la concurrence sur le marché, les activités sur les marchés financiers mondiaux, la date et l'ampleur des variations des cours des produits de base, les taux d'intérêt en vigueur, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale dans les secteurs géographiques où TransAlta exerce ses activités, les résultats des efforts de financement, les variations du risque de contrepartie et l'incidence des normes comptables publiées par les organismes de normalisation canadiens et américains. Étant donné ces incertitudes, le lecteur ne doit pas se fier exagérément à ces énoncés prospectifs qui sont donnés à la date à laquelle ils sont exprimés dans le présent rapport de gestion ou autrement, et TransAlta n'est nullement tenue de mettre à jour publiquement ou de réviser l'information prospective, qu'elle soit le résultat de nouvelles informations, d'événements futurs ou autres, sauf si la loi le prescrit.



**TRANSALTA CORPORATION**

**ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS**

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

Non vérifié	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
<b>Produits</b>	<b>723,7 \$</b>	<b>733,7 \$</b>
Achats négociés	(41,3)	(44,4)
Combustible et achats d'électricité	(290,7)	(295,3)
<b>Marge brute</b>	<b>391,7</b>	<b>394,0</b>
Exploitation, entretien et administration	135,1	133,0
Amortissement	99,0	101,5
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5,5	5,5
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>239,6</b>	<b>240,0</b>
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>152,1</b>	<b>154,0</b>
Gain (perte) de change	0,1	(0,6)
Intérêts débiteurs nets (note 5)	(37,3)	(40,5)
Quote-part des résultats des sociétés satellites	(8,9)	(1,0)
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle</b>	<b>106,0</b>	<b>111,9</b>
Participations sans contrôle	16,0	18,9
<b>Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices</b>	<b>90,0</b>	<b>93,0</b>
Charge d'impôts	24,0	23,8
<b>Bénéfice net</b>	<b>66,0</b>	<b>69,2</b>
<b>Dividendes sur actions ordinaires</b>	<b>(50,7)</b>	<b>(49,9)</b>
<b>Bénéfices non répartis</b>		
Solde d'ouverture	710,0	868,2
Solde de fermeture	725,3 \$	887,5 \$
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant la période</b>	<b>202,6</b>	<b>199,5</b>
<b>Résultat de base et dilué par action</b>	<b>0,33 \$</b>	<b>0,35 \$</b>

**TRANSALTA CORPORATION**

**ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU**

(en millions de dollars canadiens)

Trimestre terminé le 31 mars

<b>Bénéfice net</b>	<b>66,0 \$</b>
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts et taxes (note 2)</b>	
Gains à la conversion de l'actif net des établissements étrangers autonomes	1,3
Pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des établissements étrangers autonomes	(3,3)
<b>Pertes à la conversion des établissements étrangers autonomes</b>	<b>(2,0)</b>
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(86,7)
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie des périodes précédentes transférés en résultat net au cours de la période considérée	5,5
<b>Autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts et taxes</b>	<b>(83,2)</b>
<b>Résultat étendu</b>	<b>(17,2) \$</b>

Voir les notes ci-jointes.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 mars 2007	31 décembre 2006
<b>ACTIF</b>		<i>(retraité, note 1)</i>
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	78,5 \$	65,6 \$
Débiteurs	407,6	618,3
Charges payées d'avance	26,5	9,1
Actifs de gestion du risque (notes 1 et 3)	70,1	72,2
Actifs d'impôts futurs	55,4	25,8
Impôts sur les bénéfices à recevoir	48,5	47,6
Stocks	38,7	53,0
Tranche à court terme des autres actifs (note 1)	-	5,4
	<b>725,3</b>	<b>897,0</b>
<b>Liquidités soumises à des restrictions (note 13)</b>	<b>339,8</b>	<b>347,8</b>
<b>Placements</b>	<b>137,2</b>	<b>154,5</b>
<b>Débiteurs à long terme</b>	<b>31,2</b>	<b>32,2</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Coût	8 642,1	8 588,0
Amortissement cumulé	(3 647,6)	(3 546,1)
	<b>4 994,5</b>	<b>5 041,9</b>
<b>Actifs destinés à être vendus, montant net (note 6)</b>	<b>110,1</b>	<b>109,8</b>
<b>Écart d'acquisition</b>	<b>137,7</b>	<b>137,5</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>281,8</b>	<b>292,1</b>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>	<b>349,0</b>	<b>294,0</b>
<b>Actifs de gestion du risque (notes 1 et 3)</b>	<b>50,6</b>	<b>65,1</b>
<b>Autres actifs (notes 1 et 4)</b>	<b>95,7</b>	<b>88,2</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>7 252,9 \$</b>	<b>7 460,1 \$</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Dette à court terme (note 3)	349,2 \$	361,9 \$
Créditeurs et charges à payer	364,6	441,9
Passifs de gestion du risque (note 3)	137,9	32,4
Impôts sur les bénéfices à payer	20,8	22,3
Passifs d'impôts futurs	19,8	19,9
Dividendes à verser	47,9	51,5
Crédits reportés et autres passifs à court terme (notes 1 et 7)	46,5	48,5
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (note 5)	204,6	205,0
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (note 5)	45,5	44,7
Titres privilégiés (note 4)	-	175,0
	<b>1 236,8</b>	<b>1 403,1</b>
<b>Dette à long terme, avec recours (note 5)</b>	<b>1 687,8</b>	<b>1 681,5</b>
<b>Dette à long terme, sans recours (note 5)</b>	<b>280,4</b>	<b>289,6</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs à long terme (notes 1 et 7)</b>	<b>394,3</b>	<b>410,4</b>
<b>Passifs d'impôts futurs</b>	<b>650,6</b>	<b>698,6</b>
<b>Passifs de gestion du risque (note 3)</b>	<b>284,8</b>	<b>14,0</b>
<b>Participations sans contrôle</b>	<b>530,2</b>	<b>535,0</b>
Actions ordinaires (note 10)	1 787,7	1 782,4
Bénéfices non répartis	725,3	710,0
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 2)	(325,0)	(64,5)
	<b>2 188,0</b>	<b>2 427,9</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>7 252,9 \$</b>	<b>7 460,1 \$</b>

Éventualités (notes 11 et 12)

Engagements (notes 4 et 13)

Voir les notes ci-jointes.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres terminés les 31 mars	
	2007	2006
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	66,0 \$	69,2 \$
Amortissement (note 8)	99,9	110,3
Participations sans contrôle	16,0	18,9
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 7)	6,0	5,0
Impôts futurs	(3,2)	1,3
Coûts des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations réglés (note 7)	(3,2)	(0,8)
Pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	5,0	11,4
Perte (gain) de change	(0,1)	0,6
Quote-part des résultats de sociétés satellites	8,9	1,0
Autres éléments hors caisse	2,8	0,5
	<b>198,1</b>	<b>217,4</b>
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	132,7	(16,7)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>330,8</b>	<b>200,7</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Acquisition d'immobilisations corporelles	(54,3)	(29,2)
Placements en actions	(10,0)	(0,3)
Liquidités soumises à des restrictions	9,4	(0,3)
Acquisition de la centrale de Wailuku Hydro	-	(1,2)
Gain de change réalisé sur les placements nets	-	18,7
Divers	(0,1)	0,4
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(55,0)</b>	<b>(11,9)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Augmentation (remboursement) de la dette à court terme	(7,1)	125,5
Remboursement de la dette à long terme (note 5)	(11,7)	(259,6)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(54,2)	(32,9)
Rachat de titres privilégiés (note 5)	(175,0)	-
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 10)	4,7	2,6
Distributions aux actionnaires sans contrôle de filiales	(20,8)	(17,2)
Diminution de l'avance à TransAlta Énergie	1,4	4,3
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(262,7)</b>	<b>(177,3)</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>13,1</b>	<b>11,5</b>
<b>Incidence de la conversion des espèces en monnaie étrangère</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(0,9)</b>
<b>Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>12,9</b>	<b>10,6</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>65,6</b>	<b>79,3</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>78,5 \$</b>	<b>89,9 \$</b>
Impôts payés	21,9 \$	23,1 \$
Intérêts payés	25,9 \$	34,7 \$

Voir les notes ci-jointes.

## **NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)**

*(Les montants des tableaux sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire.)*

### **1. CONVENTIONS COMPTABLES**

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés ne comprennent pas toutes les informations figurant dans les états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou «la société»). Par conséquent, les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés doivent être lus avec les plus récents états financiers consolidés annuels de la société.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés tiennent compte de tous les rajustements (qui consistent en des rajustements récurrents normaux et des charges à payer) qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires à une présentation fidèle des résultats pour les périodes intermédiaires.

Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts connexes liés au combustible. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, période durant laquelle les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent habituellement durant les mois d'hiver sur le marché canadien. Les marges sont également plus élevées de manière générale durant le deuxième trimestre en raison de l'augmentation de la production hydroélectrique provenant de l'écoulement printanier et des précipitations dans les marchés canadiens et américains.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada à l'aide des mêmes conventions comptables que celles qui ont servi à la préparation des plus récents états financiers consolidés annuels de la société, sauf comme il est expliqué ci-après.

#### **Principales modifications de conventions comptables**

##### **Instruments financiers**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, TransAlta a adopté quatre nouvelles normes comptables qui ont été publiées par l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA») : le chapitre 1530, «Résultat étendu», le chapitre 3855, «Instruments financiers – constatation et évaluation», le chapitre 3861, «Instruments financiers – information et présentation», et le chapitre 3865, «Couvertures». Nous avons adopté ces normes rétroactivement avec ajustement du cumul des autres éléments du résultat étendu.

Pour présenter des chiffres comparables au bilan de l'exercice 2006, les soldes de l'exercice précédent ont été reclassés. Les actifs de gestion du risque à court et à long terme ont été augmentés respectivement de 11,2 millions de dollars et 43,2 millions de dollars, et les tranches à court et à long terme des autres actifs ont été réduites des montants correspondants. Les passifs de gestion du risque à court et à long terme ont été haussés respectivement de 2,1 millions de dollars et 13,0 millions de dollars, et les tranches à court et à long terme des crédits reportés et des autres passifs à long terme ont été réduites des montants correspondants. Des pertes de change cumulées de 64,5 millions de dollars liées à la conversion des filiales étrangères autonomes ont été reclassées au solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu.

##### **Résultat étendu**

Le chapitre 1530 présente le résultat étendu, qui comprend le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu. Les autres éléments du résultat étendu représentent les variations dans les capitaux propres au cours d'une période découlant des opérations et des changements survenus dans les prix, les marchés, les taux d'intérêt et les taux de change et incluent les gains et pertes latents sur les instruments financiers classés comme disponibles à la vente, les gains ou pertes de change latents découlant des filiales étrangères autonomes, déduction faite des activités de couverture, et les variations de juste valeur de la tranche efficace des

instruments de couverture de flux de trésorerie. TransAlta a inclus dans les états financiers consolidés intermédiaires un état consolidé du résultat étendu pour tenir compte des variations survenues dans ces éléments au cours du premier trimestre de 2007, moyennant la comptabilisation du cumul de ces variations dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu, qui est présenté comme une nouvelle catégorie dans les capitaux propres au bilan consolidé.

La majorité des changements se sont reflétés sur la valeur des actifs et passifs de gestion du risque liés au secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ainsi que sur les instruments financiers utilisés comme couvertures de titres de créance et du placement net dans les filiales étrangères autonomes. L'incidence de l'adoption de ces normes sur notre bilan au 31 décembre 2006 est décrite ci-dessous :

	Actifs liés au risque de prix		Passifs liés au risque de prix		Net
	À court terme	À long terme	À court terme	À long terme	
Actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – <i>comme présenté</i>	72,2 \$	65,1 \$	(32,4) \$	(14,0) \$	90,9 \$
Juste valeur des actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	99,6	77,7	(122,2)	(276,3)	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et du placement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	12,6	61,1	(3,9)	(22,1)	47,7
<b>Tota des justes valeurs</b>	<b>112,2 \$</b>	<b>138,8 \$</b>	<b>(126,1) \$</b>	<b>(298,4) \$</b>	<b>(173,5) \$</b>

L'incidence brute et après impôts de l'adoption de ces normes sur le solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu est décrite ci-après :

Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – <i>comme présenté</i>	90,9 \$
Juste valeur des passifs nets liés à gestion du risque du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation en cours au 31 décembre 2006	(221,2)
Juste valeur des couvertures de titres de créance et du placement net dans les filiales étrangères au 31 décembre 2006	47,7
<b>Total de la juste valeur des passifs de gestion du risque</b>	<b>(173,5)</b>
Variation de la juste valeur	(264,4)
Impôts et taxes	(87,1)
<b>Ajustement du solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu découlant des justes valeurs</b>	<b>(177,3) \$</b>

#### **Instruments financiers – constatation et évaluation**

Le chapitre 3855 établit les normes touchant la constatation et l'évaluation des actifs financiers, des passifs financiers et des instruments dérivés non financiers. Il exige que les actifs financiers et les passifs financiers, y compris les instruments dérivés, soient constatés dans le bilan consolidé lorsque nous devenons partie aux dispositions contractuelles d'un instrument financier ou d'un contrat dérivé non financier. En vertu de cette norme, tous les instruments financiers doivent être évalués à la juste valeur à la constatation initiale, sauf pour certaines opérations entre parties liées. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit dans les actifs et passifs détenus à des fins de transaction, les actifs financiers disponibles à la vente, les placements détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances, ou les autres passifs financiers. Les frais d'opération sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction. Pour les autres instruments financiers, les frais d'opération sont capitalisés à la constatation initiale.

Les actifs financiers et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance, les prêts et créances, et les autres passifs financiers sont évalués au coût après amortissement en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif. Les placements dans les instruments de capitaux propres classés comme des instruments disponibles à la vente ne comportant pas de cours du marché dans un marché actif sont évalués au coût.

Les instruments dérivés sont comptabilisés au bilan consolidé à la juste valeur, y compris les dérivés incorporés à des contrats financiers ou non financiers qui ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes. Les variations de juste valeur des instruments dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à des dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie efficaces ou des couvertures de risque de change d'un placement net dans un établissement étranger autonome, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat étendu.

Le chapitre 3855 offre également à une entité la possibilité de désigner un instrument financier comme détenu à des fins de transaction (l'option de juste valeur) à sa constatation initiale ou à l'adoption de la norme, même si l'instrument financier, autre que les prêts et créances, n'a pas été acquis ni engagé afin d'être vendu ou racheté à brève échéance. Un instrument qui est classé comme détenu à des fins de transaction dans le cadre de l'option de juste valeur doit avoir des justes valeurs fiables et répondre à l'un des critères suivants : i) il élimine ou réduit ainsi considérablement une incohérence en matière d'évaluation ou de constatation qui résulterait autrement de l'évaluation des actifs ou des passifs, ou de la constatation des gains et pertes sur ces derniers sur une base différente; ii) il appartient à un groupe d'actifs financiers, de passifs financiers ou des deux qui sont gérés et évalués à leur juste valeur selon notre stratégie de gestion du risque, et communiqués à la haute direction de telle façon; ou iii) il est un dérivé incorporé dans un actif financier ou un passif financier et le dérivé n'est pas étroitement lié au contrat hôte.

Nos actifs et passifs financiers désignés comme détenus à des fins de transaction sont surtout liés à notre secteur des Opérations sur les produits énergétiques. Les actifs et passifs financiers détenus jusqu'à leur échéance sont surtout liés aux couvertures de nos établissements étrangers autonomes.

Les autres implications comptables importantes découlant de l'adoption du chapitre 3855 incluent l'utilisation de la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les frais d'opération, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût après amortissement, et la constatation de la juste valeur à la création de l'obligation prise à l'émission d'une garantie qui répond à la définition d'une garantie selon la Note d'orientation concernant la comptabilité 14, *Informations à fournir sur les garanties* («NOC-14»). Aucune réévaluation subséquente à la juste valeur n'est exigée à moins que la garantie financière soit admissible comme instrument dérivé. Si la garantie financière répond à la définition d'un instrument dérivé, elle est réévaluée à la juste valeur à chaque date de bilan et est présentée comme un instrument dérivé dans les autres actifs ou les autres passifs, selon le cas.

En outre, le chapitre 3855 exige qu'une entité choisisse une convention comptable pour passer en charges les frais d'émission des titres de créance au fur et à mesure ou pour les déduire de la valeur comptable de l'actif ou du passif correspondant. TransAlta déduit actuellement les frais nets d'émission de titres de créance de la valeur comptable de la dette.

### **Couvertures**

Le chapitre 3865 précise les critères à respecter pour que la comptabilité de couverture s'applique et la comptabilisation pour chacune des stratégies de couverture permises : les couvertures de juste valeur, les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures du risque de change des placements nets dans les établissements étrangers autonomes. La comptabilité de couverture cesse prospectivement lorsque le dérivé n'est plus admissible comme couverture efficace, ou que le dérivé prend fin ou est vendu, ou à la vente de l'élément couvert ou lorsqu'il cesse d'exister.

Dans une relation de couverture de juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour les gains ou pertes latents attribuables au risque couvert, et l'ajustement est comptabilisé en résultat net. Les variations de juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont contrebalancées par les variations de juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la juste valeur de l'élément couvert n'est plus ajustée et les ajustements de juste valeur cumulatifs de la valeur comptable de l'élément couvert sont comptabilisés en résultat net par amortissement sur la durée résiduelle de la relation de couverture initiale.

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace de la variation de juste valeur du dérivé de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu tandis que toute tranche inefficace est comptabilisée en résultat net. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants constatés antérieurement dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le bénéfice net. Les gains et pertes sur instruments dérivés sont reclassés immédiatement en résultat net lorsque l'élément couvert est vendu ou résilié de manière anticipée, ou lorsque l'opération prévue faisant l'objet de la couverture n'est plus probable.

En couvrant un risque de change d'un placement net dans un établissement étranger autonome, la tranche efficace des gains et pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu et la tranche inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants constatés auparavant dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction du placement net couvert par suite d'une dilution ou d'une vente du placement net, ou une réduction des capitaux propres de l'établissement étranger par suite de distributions de dividendes.

#### **Incidence découlant de l'adoption des chapitres 1530, 3855 et 3865**

Les ajustements transitoires attribuables à la réévaluation des actifs financiers et des passifs financiers à la juste valeur, autres que les instruments de couverture désignés comme couvertures de flux de trésorerie ou couvertures de risque de change du placement net dans les établissements étrangers autonomes, ont été comptabilisés dans le solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu au 1<sup>er</sup> janvier 2007. Les ajustements découlant de la réévaluation de juste valeur des actifs financiers classés comme disponibles à la vente ont été constatés dans le solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu à cette date.

Pour les relations de couverture existant avant l'adoption du chapitre 3865 qui continuent d'être admissibles à la comptabilité de couverture en vertu de la nouvelle norme, la comptabilité de transition se présente comme suit : i) les couvertures de juste valeur – tout gain ou toute perte sur l'instrument de couverture a été constaté dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis et la valeur comptable de l'élément couvert a été ajustée du montant de la variation cumulative de juste valeur attribuable au risque couvert désigné, laquelle a aussi été incluse dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis; ii) les couvertures de flux de trésorerie et les couvertures de placements nets dans les établissements étrangers autonomes – la tranche cumulative efficace de tout gain ou toute perte sur l'instrument de couverture a été constatée dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu et la tranche inefficace cumulative a été incluse dans le solde d'ouverture des bénéfices non répartis (voir la note 2).

Nous avons constaté les ajustements transitoires suivants dans nos états financiers consolidés : constatation dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu de 177,3 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, liés aux pertes nettes des actifs financiers disponibles à la vente et des pertes cumulées sur la tranche efficace de nos couvertures de flux de trésorerie qui doivent maintenant être constatées selon les chapitres 3855 et 3865. De plus, nous avons reclassé 64,5 millions de dollars de gains de change nets qui étaient auparavant présentés comme un élément distinct dans les capitaux propres dans le Cumul des autres éléments du résultat étendu.

#### **Entités à détenteurs de droits variables («EDDV»)**

Le 15 septembre 2006, le comité sur les problèmes nouveaux a publié son abrégé n<sup>o</sup> 163, «Détermination de la variabilité à prendre en compte lors de l'application de la NOC-15» («CPN-163»). Le CPN-163 précise la manière d'analyser et de consolider les EDDV lorsque se déroulent des opérations entraînant une réduction de la variabilité de l'entité. Nous appliquons le CPN-163 depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2007, et sa mise en œuvre n'a pas d'incidence importante sur notre situation financière consolidée ou nos résultats d'exploitation consolidés.

#### **Modifications futures de normes comptables**

##### **Informations sur le capital et Instruments financiers – informations à fournir et présentation**

Le 1<sup>er</sup> décembre 2006, l'ICCA a publié trois nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 1535, «Informations à fournir concernant le capital», le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation». Nous appliquerons ces nouvelles normes à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Le chapitre 1535 précise les informations à fournir sur i) les objectifs, les conventions et les processus d'une entité pour la gestion du capital; ii) les données quantitatives sur ce que l'entité considère comme le capital; iii) le fait que l'entité s'est conformée aux exigences en matière de capital; et iv) si ces exigences n'ont pas été respectées, les conséquences de ces manquements. Les nouveaux chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et améliorent les exigences en matière d'information à fournir, et le report en avant n'a pas modifié ses exigences en matière de

présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur les informations à fournir sur la nature et l'étendue des risques découlant des instruments financiers et la manière dont l'entité gère ces risques. Nous évaluons actuellement l'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers.

## 2. CAPITAUX PROPRES

### État consolidé du résultat étendu

(en millions de dollars canadiens)

Trimestre terminé le 31 mars

Autres éléments du résultat étendu	Avant impôts	Après impôts
Gains à la conversion des actifs nets des établissements étrangers autonomes	1,8	1,3
Pertes sur les instruments financiers désignés comme couvertures des établissements étrangers autonomes	(3,3)	(3,3)
Pertes à la conversion des établissements étrangers autonomes	(1,5)	(2,0)
Pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(126,5)	(86,7)
Gains sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au cours des périodes précédentes reclassés en résultat net au cours de la période	7,3	5,5
Autres éléments du résultat étendu	(120,7)	(83,2)
<b>Résultat étendu</b>	<b>(120,7) \$</b>	<b>(83,2) \$</b>

### État des capitaux propres

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

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2006 (note 1)	1 782,4	710,0	(64,5)	2 427,9
Modification de convention comptable (note 1)	-	-	(177,3)	(177,3)
Solde au 31 décembre 2006, ajusté	1 782,4	710,0	(241,8)	2 250,6
Bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 mars 2007		66,0	-	66,0
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	5,3	(50,7)	-	(45,4)
Gains et pertes latents à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes			(2,0)	(2,0)
Gains et pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie			(86,7)	(86,7)
Gains et pertes sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au cours des périodes précédentes reclassés en résultat net au cours de la période			5,5	5,5
<b>Solde au 31 mars 2007</b>	<b>1 787,7 \$</b>	<b>725,3 \$</b>	<b>(325,0) \$</b>	<b>2 188,0 \$</b>



### 3. JUSTE VALEUR DES INSTRUMENTS FINANCIERS

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur est établie au moyen du prix négocié dans un marché actif pour cet instrument auquel nous avons accès. En l'absence d'un marché actif, nous établissons les justes valeurs selon des modèles d'évaluation, comme les modèles d'établissement de prix d'options et l'analyse des flux de trésorerie actualisés, selon des données observables du marché.

Les justes valeurs établies selon les modèles d'évaluation nécessitent l'utilisation d'hypothèses à l'égard du montant et du calendrier des flux de trésorerie futurs estimatifs. Pour poser ces hypothèses, nous utilisons surtout des données du marché externes facilement observables, y compris des facteurs comme les prix de l'électricité, les prix du gaz et la croissance prévue du marché. Dans certains cas, nous utilisons des paramètres d'entrée qui ne reposent pas sur des facteurs de marché observables, et nous estimons que le recours à d'autres hypothèses possibles ne donnera pas lieu à des justes valeurs considérablement différentes.

#### a) Comptabilisation des variations de juste valeur des instruments financiers au cours de la période

Comme il est décrit à la note 1, les instruments financiers classés comme détenus jusqu'à leur échéance sont comptabilisés à leur juste valeur dans le bilan consolidé. Toute variation de juste valeur des instruments financiers classés comme étant détenus à des fins de transaction est comptabilisée en résultat net, sauf pour les contrats qui font partie de relations de couverture efficaces.

#### Valeur comptable et juste valeur de certains instruments financiers

Bien que la plupart des actifs et passifs financiers soient comptabilisés à leur juste valeur, le tableau suivant présente une comparaison des valeurs comptables au 31 mars 2007 et au 31 décembre 2006, pour certains instruments financiers :

#### Valeur comptable et juste valeur des instruments financiers au 31 mars 2007

	Classés comme détenus à des fins de transaction	Désignés comme détenus jusqu'à leur échéance (note 1)	Selon le bilan consolidé	Juste valeur totale
<b>Actifs de gestion du risque</b>				
- À court terme	70,1	-	70,1	70,1
- À long terme	50,6	-	50,6	50,6
<b>Total des actifs de gestion du risque</b>	<b>120,7</b>	<b>-</b>	<b>120,7</b>	<b>120,7</b>
<b>Dettes à court terme</b>	<b>-</b>	<b>349,2</b>	<b>349,2</b>	<b>349,2</b>
<b>Passifs de gestion du risque</b>				
- À court terme	137,9	-	137,9	137,9
- À long terme	284,7	-	284,8	284,8
<b>Total des passifs de gestion du risque de prix</b>	<b>422,6</b>	<b>-</b>	<b>422,7</b>	<b>422,7</b>
<b>Dettes</b>				
- Tranche à court terme de la dette à long terme avec recours	-	204,6	204,6	204,6
- Tranche à court terme de la dette à long terme sans recours	-	45,5	45,5	45,5
- Dette à long terme avec recours	-	1 687,8	1 687,8	1 687,8
- Dette à long terme sans recours	-	280,4	280,4	280,4
<b>Total de la dette</b>	<b>-</b>	<b>2 218,3</b>	<b>2 218,3</b>	<b>2 218,3</b>

Note 1 : Option de juste valeur permise selon le chapitre 3855

Nous avons adopté les chapitres 1530, 3855 et 3865 en date du 1<sup>er</sup> janvier 2007. Nous avons adopté ces normes rétroactivement moyennant un ajustement du solde d'ouverture du Cumul des autres éléments du résultat étendu.

	Classés comme détenus à des fins de transaction	Désignés comme détenus jusqu'à leur échéance	Valeur comptable totale	Selon le bilan consolidé	Juste valeur totale <sup>2</sup>
<b>Actifs de gestion du risque</b>					
- A court terme	72,2	-	72,2	72,2	112,2
- A long terme	65,1	-	65,1	65,1	138,8
<b>Total des actifs de gestion du risque</b>	<b>137,3</b>	<b>-</b>	<b>137,3</b>	<b>137,3</b>	<b>251,0</b>
<b>Dettes à court terme</b>	<b>-</b>	<b>361,9</b>	<b>361,9</b>	<b>361,9</b>	<b>361,9</b>
<b>Passifs de gestion du risque</b>					
- A court terme	32,4	-	32,4	32,4	126,1
- A long terme	14,0	-	14,0	14,0	298,4
<b>Total des passifs de gestion du risque</b>	<b>46,4</b>	<b>-</b>	<b>46,4</b>	<b>46,4</b>	<b>424,5</b>
<b>Dettes</b>					
- Tranche à court terme de la dette à long terme avec recours	-	205,0	205,0	205,0	205,0
- Tranche à court terme de la dette à long terme sans recours	-	44,7	44,7	44,7	44,7
- Dette à long terme avec recours	-	1 681,5	1 681,5	1 681,5	1 686,8
- Dette à long terme sans recours	-	289,6	289,6	289,6	289,6
<b>Total de la dette</b>	<b>-</b>	<b>2 220,8</b>	<b>2 220,8</b>	<b>2 220,8</b>	<b>2 226,1</b>

<sup>2</sup> Les écarts entre la juste valeur et la valeur comptable découlent des couvertures de flux de trésorerie qui n'avaient pas été constatées auparavant, mais qui ont été comptabilisées en vertu du chapitre 3865.

## b) Activités de couverture

Nous utilisons les instruments dérivés et non dérivés afin de gérer notre risque à l'égard des intérêts, des cours des marchandises, des devises, du crédit et des autres risques du marché. Lorsque les instruments dérivés sont utilisés afin de gérer nos propres risques, nous déterminons pour chaque instrument dérivé si la comptabilité de couverture est admissible. Le cas échéant, une relation de couverture est désignée comme une couverture de juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture de l'exposition au risque de change d'un placement net dans un établissement étranger autonome. L'instrument dérivé doit être très efficace pour atteindre l'objectif de contrebalancer les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie attribuables au risque couvert à la fois au début de la couverture et sur la durée de celle-ci. Si on détermine que l'instrument dérivé n'est pas très efficace comme couverture, la comptabilité de couverture sera abandonnée prospectivement.

### Couvertures de juste valeur

Nous utilisons les swaps de taux d'intérêt afin de couvrir notre exposition aux variations de juste valeur d'un instrument à taux d'intérêt fixe occasionnées par les variations des taux d'intérêt. Nous utilisons également des contrats de change afin de couvrir les actifs et passifs libellés en devises. Voir la note 5 pour une description plus détaillée des conditions et des taux de ces swaps.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la tranche inefficace des couvertures de juste valeur comptabilisée en résultat net a représenté une perte latente avant impôts et taxes de néant.

### Couvertures de flux de trésorerie

Nous utilisons des contrats de vente et d'achat à terme, ainsi que des contrats de change, afin de couvrir la variabilité des flux de trésorerie futurs. Toutes les composantes de la variation de juste valeur de chaque instrument dérivé ont été incluses dans l'évaluation de l'efficacité de la couverture de flux de trésorerie.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la perte latente nette avant impôts et taxes de 86,7 millions de dollars a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu à hauteur de la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et des gains latents avant impôts et taxes de 5,5 millions de dollars ont été reclassés en résultat net. Aucune perte latente nette n'a été inscrite en résultat à l'égard de la tranche inefficace.

### Couvertures de placements nets

Nous utilisons les contrats de change et les passifs libellés en devises afin de gérer notre exposition aux risques de devise sur les placements nets dans les établissements étrangers autonomes ayant une monnaie de fonctionnement autre que le dollar canadien. Nous avons aussi des charges libellées en devises pour aider à gérer l'exposition au risque de devise sur les bénéfices tirés des établissements étrangers autonomes.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2007, la perte nette de 2,0 millions de dollars liée à notre placement net dans les établissements étrangers autonomes a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

Le tableau suivant présente la juste valeur des instruments dérivés classés selon le type de relation de couverture, de même que les instruments dérivés qui ne sont pas désignés dans des relations de couverture.

#### Juste valeur des instruments dérivés au 31 mars 2007

(en milliers de dollars)	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de placements nets	Non désignés dans une relation de couverture	Total
<b>Actifs financiers</b>					
Instruments dérivés	15,2	(0,1)	57,7	47,9	<b>120,7</b>
<b>Passifs financiers</b>					
Instruments dérivés	(8,2)	(392,2)	(4,5)	(17,8)	<b>(422,7)</b>

#### 4. ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Nos actifs et passifs de gestion du risque sont divisés en deux grandes catégories : 1) ceux qui sont utilisés dans les secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition et 2) ceux qui sont utilisés dans les opérations de couverture en commercialisation de produits non énergétiques, de titres de créance et de placement net dans les filiales étrangères autonomes. Les fluctuations dans chacun de ces cas sont décrites ci-dessous.

L'ensemble des soldes présentés dans les actifs et passifs de gestion du risque se présente comme suit :

Bilan	31 mars 2007			31 décembre 2006		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Actifs de gestion du risque						
- À court terme	44,5	25,6	70,1	61,0	11,2	72,2
- À long terme	3,2	47,4	50,6	21,9	43,2	65,1
Passifs de gestion du risque						
- À court terme	(136,1)	(1,8)	(137,9)	(30,3)	(2,1)	(32,4)
- À long terme	(259,0)	(25,8)	(284,8)	(1,0)	(13,0)	(14,0)
Actifs (passifs) nets en cours liés à la gestion du risque	(347,4)	45,4	(302,0)	51,6	39,3	90,9

Les valeurs de couverture et autres que de couverture des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux opérations sur les produits énergétiques sont incluses dans les bilans consolidés comme suit :

Bilans	31 mars 2007			31 décembre 2006
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations sur les produits énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	0,7 \$	43,8 \$	44,5 \$	61,0 \$
- À long terme	(0,9)	4,1	3,2	21,9
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(118,5)	(17,6)	(136,1)	(30,3)
- À long terme	(273,3)	14,3	(259,0)	(1,0)
<b>Actifs (passifs) nets en cours liés à la gestion du risque</b>	<b>(392,0) \$</b>	<b>44,6 \$</b>	<b>(347,4) \$</b>	<b>51,6 \$</b>

Le tableau suivant illustre séparément les variations de juste valeur des actifs nets liés à la gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques de la société, selon la méthode d'évaluation utilisée pour le trimestre terminé le 31 mars 2007 :

Variation de juste valeur des actifs (passifs) nets	Couvertures		Éléments autres que de couverture		Total
	Comptabilisées selon l'évaluation à la valeur du marché	Comptabilisées selon l'évaluation d'après les modèles	Comptabilisées selon l'évaluation à la valeur du marché	Comptabilisées selon l'évaluation d'après les modèles	
Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – comme présenté	- \$	- \$	52,7 \$	(1,1) \$	51,6 \$
Actifs nets liés à la gestion du risque en cours au 31 décembre 2006 – à la juste valeur (note 1)	(253,0)	(19,8)	52,7	(1,1)	(221,2)
Contrats réalisés, amortis ou réglés au cours de la période	5,9	1,4	(13,5)	(0,4)	(6,6)
Variations de la valeur attribuables au cours du marché et à d'autres changements survenus sur le marché	(118,0)	(7,2)	3,2	(0,2)	(122,2)
Nouveaux contrats conclus au cours de l'année civile actuelle	(4,8)	-	3,3	4,1	2,6
Variations des valeurs attribuables à certains contrats devenus inadmissibles à la comptabilité de couverture	3,5	-	(3,5)	-	-
<b>Actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque en cours au 31 mars 2007</b>	<b>(366,4) \$</b>	<b>(25,6) \$</b>	<b>42,2 \$</b>	<b>2,4 \$</b>	<b>(347,4) \$</b>

L'échéance prévue du règlement des contrats susmentionnés pour chacune des cinq années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

		2007	2008	2009	2010	2011	2012 et par la suite	Total
		<b>Couvertures</b>	Cours du marché	(80,9) \$	(129,5) \$	(99,8) \$	(49,7) \$	(4,8) \$
	Cours selon les modèles	(3,5)	(6,5)	(6,7)	(6,4)	(2,5)	-	(25,6)
		<b>(84,4) \$</b>	<b>(136,0) \$</b>	<b>(106,5) \$</b>	<b>(56,1) \$</b>	<b>(7,3) \$</b>	<b>(1,7) \$</b>	<b>(392,0) \$</b>
<b>Éléments autres que de couverture</b>	Cours du marché	42,7 \$	(0,8) \$	0,3 \$	- \$	- \$	- \$	42,2 \$
	Cours selon les modèles	1,1	1,1	0,2	-	-	-	2,4
		<b>43,8 \$</b>	<b>0,3 \$</b>	<b>0,5 \$</b>	<b>- \$</b>	<b>- \$</b>	<b>- \$</b>	<b>44,6 \$</b>
<b>Grand total</b>		<b>(40,6) \$</b>	<b>(135,7) \$</b>	<b>(106,0) \$</b>	<b>(56,1) \$</b>	<b>(7,3) \$</b>	<b>(1,7) \$</b>	<b>(347,4) \$</b>

La position de négociation pour compte propre à prix fixe de la société au 31 mars 2007 et au 31 décembre 2006 se présente comme suit :

Par suite de l'adoption de nouvelles normes comptables sur les instruments financiers, certains actifs et passifs de gestion du risque utilisés afin de couvrir les opérations sur les produits non énergétiques, les titres de créance et le placement net dans les filiales étrangères autonomes ont été comptabilisés à la juste valeur.

	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total
Autres actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque au 31 décembre 2006 – <i>comme présenté</i>	50,1	(10,8)	39,3
Autres actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque au 31 décembre 2006 – <i>à la juste valeur</i>	58,0	(10,3)	47,7
Variations des valeurs attribuables à la réalisation des contrats – (gains)/pertes	3,4	(0,3)	3,1
Variations latentes attribuables aux variations du cours du marché et d'autres changements sur le marché – (gains)/pertes	(2,7)	(3,8)	(6,5)
<b>Nouveaux contrats latents conclus au cours de l'année civile actuelle – (gains)/pertes</b>	<b>1,1</b>	<b>-</b>	<b>1,1</b>
Autres actifs (passifs) nets liés à la gestion du risque au 31 mars 2007 – <i>à la juste valeur</i>	59,8	(14,4)	45,4

Les valeurs des actifs et des passifs des opérations liées aux produits non énergétiques compte tenu et compte non tenu des opérations de couverture figurant aux bilans consolidés sont comme suit :

Bilans	31 mars 2007		31 décembre	
	Couvertures	Éléments autres que de couverture	Total	Total lié aux opérations sur les produits non énergétiques
Actifs de gestion du risque				
- À court terme	25,6 \$	- \$	25,6 \$	11,2 \$
- À long terme	47,4	-	47,4 \$	43,2
Passifs de gestion du risque				
- À court terme	(1,8)	-	(1,8) \$	(2,1)
- À long terme	(11,4)	(14,4)	(25,8) \$	(13,0)
<b>Actifs (passifs) nets en cours liés à la gestion du risque</b>	<b>59,8 \$</b>	<b>(14,4) \$</b>	<b>45,4 \$</b>	<b>39,3 \$</b>

La position de négociation de contrats de transport d'électricité de la société prévoyant la livraison était de 2,6 millions de mégawattheures (MWh) au 31 mars 2007, contre 1,5 million de MWh au 31 décembre 2006. La juste valeur de ces contrats est comptabilisée dans les Autres actifs.

## 5. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

### Encours

	31 mars 2007			31 décembre 2006		
	Juste valeur <sup>1</sup>	Coût	Intérêt <sup>2</sup>	Juste valeur	Coût	Intérêt <sup>2</sup>
Débitures échéant de 2007 à 2033	1 159,4 \$	1 146,1 \$	6,1 %	1 161,3 \$	1 146,4 \$	6,1 %
Billets de premier rang, 600,0 millions de dollars américains	687,1	695,2	6,3 %	683,6	693,2	6,3 %
Dette sans recours	325,9	325,9	7,7 %	334,3	334,3	7,7 %
Effets à payer – centrale de Windsor, échéant de 2007 à 2014	45,9	45,9	7,4 %	46,9	46,9	7,4 %
Titres privilégiées échéant en 2050	-	-	-	175,0	175,0	7,8 %
	<b>2 218,3</b>	<b>2 213,1</b>		<b>2 401,1</b>	<b>2 395,8</b>	
Moins la tranche à court terme	<b>(250,1)</b>	<b>(250,2)</b>		<b>(424,7)</b>	<b>(424,7)</b>	
	<b>1 968,2 \$</b>	<b>1 962,9 \$</b>		<b>1 976,4 \$</b>	<b>1 971,1 \$</b>	

<sup>1</sup> Les débitures et les billets à la juste valeur sont présentement utilisés comme couverture de placements nets.

<sup>2</sup> Taux moyen pondéré pour l'encours du capital compte non tenu de la couverture.

La société a converti le taux d'intérêt fixe de sa dette, allant de 5,75 % à 6,90 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt fixes-variables. Les swaps de taux d'intérêt ont des échéances allant de 2011 à 2013.

Le 2 janvier 2007, la société a racheté ses titres privilégiés d'un capital total de 175,0 millions de dollars. Au 31 décembre 2006, les titres privilégiés ont été présentés comme un passif aux bilans consolidés. Les distributions liées à ces titres privilégiés sont comprises dans les intérêts débiteurs comme suit :

<b>Trimestres terminés les 31 mars</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Intérêts sur la dette à long terme	<b>38,8 \$</b>	34,1 \$
Intérêts sur la dette à court terme	<b>6,5</b>	3,7
Intérêts sur les titres privilégiés	-	3,4
Intérêts créditeurs	<b>(7,7)</b>	(0,7)
Intérêts capitalisés	<b>(0,3)</b>	-
<b>Intérêts débiteurs nets</b>	<b>37,3 \$</b>	40,5 \$

La société capitalise l'intérêt au cours de la phase de construction des projets d'immobilisations à long terme. L'intérêt capitalisé en 2007 a trait au placement de la société dans Keephills 3 et Kent Hills.

## **6. ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE VENDUS**

À la suite de la décision de mettre fin à l'exploitation de la mine Centralia, tout le matériel minier est destiné à être vendu. Tout le matériel a été comptabilisé au montant le moins élevé entre la valeur comptable nette et le produit réalisé prévu. Compte tenu du marché favorable pour ce type de matériel, la société prévoit vendre ces actifs au cours de l'exercice 2007. Ces actifs sont inclus dans le secteur Production. Au cours du premier trimestre de 2007, aucun actif n'a été vendu.

## **7. CRÉDITS REPORTÉS ET AUTRES PASSIFS À LONG TERME**

	<b>31 mars 2007</b>	<b>31 décembre 2006</b>
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	<b>332,6 \$</b>	328,5 \$
Produits constatés d'avance et autres	<b>19,1</b>	19,7
Contrat d'achat d'électricité avec une société en commandite	<b>26,5</b>	27,1
Passif au titre des prestations constituées	<b>60,0</b>	58,0
Frais de fermeture de la mine Centralia	<b>2,6</b>	25,6
	<b>440,8 \$</b>	458,9 \$
Moins la tranche à court terme	<b>(46,5)</b>	(48,5)
	<b>394,3 \$</b>	410,4 \$

Le rapprochement entre le solde d'ouverture et le solde de fermeture des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations se présente comme suit :

Solde au 31 décembre 2006	328,5 \$
Passifs engagés pendant la période	0,9
Passifs réglés pendant la période	(3,2)
Charge de désactualisation	6,0
Variation des taux de change	0,4
<b>Solde au 31 mars 2007</b>	<b>332,6 \$</b>

Le montant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations échéant dans plus d'un an est compris dans les crédits reportés et les autres passifs à long terme aux bilans consolidés. Tout montant devant être réglé au cours des 12 prochains mois est inclus dans la tranche à court terme des crédits reportés et des passifs à long terme dans les bilans consolidés.

La société a le droit de recouvrer une partie des coûts futurs liés à la mise hors service d'immobilisations. La valeur actualisée estimative de ces paiements a été comptabilisée comme créances à long terme.

## 8. INFORMATIONS SECTORIELLES

I. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, mesurés par rapport au bénéfice d'exploitation.

Trimestre terminé le 31 mars 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	671,9 \$	51,8 \$	- \$	723,7 \$
Achats négociés	-	(41,3)	-	(41,3)
Combustible et achats d'électricité	(290,7)	-	-	(290,7)
Marge brute	381,2	10,5	-	391,7
Exploitation, entretien et administration	104,0	8,6	22,5	135,1
Amortissement	95,4	0,4	3,2	99,0
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	5,4	-	0,1	5,5
Répartition des coûts intersectoriels	7,1	(7,1)	-	-
Charge d'exploitation	211,9	1,9	25,8	239,6
Bénéfice (perte) d'exploitation	169,3 \$	8,6 \$	(25,8) \$	152,1 \$
Gain de change				0,1
Intérêts débiteurs nets				(37,3)
Quote-part des résultats de sociétés satellites				(8,9)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle				106,0 \$

Trimestre terminé le 31 mars 2006	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	680,0 \$	53,7 \$	- \$	733,7 \$
Achats négociés	-	(44,4)	-	(44,4)
Combustible et achats d'électricité	(295,3)	-	-	(295,3)
Marge brute	384,7	9,3	-	394,0
Exploitation, entretien et administration	104,4	8,1	20,5	133,0
Amortissement	98,1	0,3	3,1	101,5
Impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices	5,5	-	-	5,5
Répartition des coûts intersectoriels	6,9	(6,9)	-	-
Charges d'exploitation	214,9	1,5	23,6	240,0
Bénéfice (perte) d'exploitation	169,8 \$	7,8 \$	(23,6) \$	154,0 \$
Perte de change				(0,6)
Intérêts débiteurs nets				(40,5)
Quote-part des résultats de sociétés satellites				(1,0)
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle				(42,1) \$

## II. Principales données tirées des bilans

<i>31 mars 2007</i>	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Écart d'acquisition	108,2 \$	29,5 \$	- \$	137,7 \$
<b>Total des actifs sectoriels</b>	<b>5 878,6 \$</b>	<b>202,4 \$</b>	<b>1 171,9 \$</b>	<b>7 252,9 \$</b>

<i>31 décembre 2006</i>	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Écart d'acquisition	108,0 \$	29,5 \$	- \$	137,5 \$
Total des actifs sectoriels	6 159,3 \$	185,0 \$	1 115,8 \$	7 460,1 \$

## III. Principales données tirées des états des flux de trésorerie

<i>Trimestre terminé le 31 mars 2007</i>	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Acquisitions d'immobilisations corporelles	51,1 \$	0,5 \$	2,7 \$	54,3 \$

<i>Trimestre terminé le 31 mars 2006</i>	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Acquisitions d'immobilisations corporelles	25,3 \$	1,9 \$	2,0 \$	29,2 \$
Acquisitions	1,2 \$	- \$	- \$	1,2 \$

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements dans l'état des résultats et dans l'état des flux de trésorerie est présenté ci-dessous :

<i>Trimestre terminé le 31 mars</i>	<b>2007</b>
Dotation aux amortissements pour les secteurs isolables	<b>99,0 \$</b>
Amortissement du matériel minier, y compris les combustibles et les achats d'électricité	<b>7,0</b>
Charge de désactualisation, y compris la dotation aux amortissements	<b>(6,0)</b>
Divers	<b>(0,1)</b>
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie	<b>99,9 \$</b>

## 9. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

La société offre, au Canada, au Mexique et aux États-Unis, des régimes de retraite agréés qui couvrent essentiellement tous ses employés dans ces pays et certains employés désignés travaillant dans les établissements étrangers. Ces régimes comprennent des composantes à prestations déterminées et à cotisations déterminées et, au Canada, un régime à prestations déterminées complémentaire additionnel est offert à certains employés dont les gains annuels excèdent la limite canadienne en matière d'impôts sur le revenu. La composante à prestations déterminées des régimes de retraite agréés a cessé d'être offerte aux nouveaux employés pour toutes les périodes présentées. Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :



<b>Trimestre terminé le 31 mars 2007</b>	<b>Régimes agrés</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de la période	1,1 \$	0,3 \$	0,4 \$	1,8 \$
Intérêts débiteurs	5,1	0,6	0,3	6,0
Rendement prévu des actifs des régimes	(6,2)	-	-	(6,2)
Perte actuarielle	0,2	0,1	-	0,3
Coût des services passés	-	(0,1)	0,1	-
Amortissement de l'obligation (actif) de transition nette (net)	(2,3)	0,1	-	(2,2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2,1)	1,0	0,8	(0,3)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agrés	5,8	-	-	5,8
<b>Charge nette</b>	<b>3,7 \$</b>	<b>1,0 \$</b>	<b>0,8 \$</b>	<b>5,5 \$</b>

<b>Trimestre terminé le 31 mars 2006</b>	<b>Régimes agrés</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de la période	1,1 \$	0,3 \$	0,4 \$	1,8 \$
Intérêts débiteurs	5,0	0,5	0,3	5,8
Rendement prévu des actifs des régimes	(6,4)	-	-	(6,4)
Perte actuarielle	0,7	0,2	0,1	1,0
Amortissement de l'obligation (actif) de transition nette (net)	(2,3)	0,1	-	(2,2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(1,9)	1,1	0,8	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agrés	5,5	-	-	5,5
<b>Charge nette</b>	<b>3,6 \$</b>	<b>1,1 \$</b>	<b>0,8 \$</b>	<b>5,5 \$</b>

## 10. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

### A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 31 mars 2007, la société avait 202,6 millions d'actions ordinaires (202,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2006) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2007, 0,2 million d'actions (1,0 million d'actions en 2006) ont été émises pour un produit net de 4,7 millions de dollars (23,0 millions de dollars en 2006). Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2006, 0,7 million d'actions ont été émises en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'actionariat pour un produit brut de 17,3 millions de dollars. À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2007, des actions seront achetées sur le marché libre.

### B. Options sur actions

Au 31 mars 2007, la société avait attribué 1,9 million d'options sur actions à des employés toujours en cours (2,2 millions au 31 décembre 2006). Au cours du premier trimestre, 0,1 million d'options à un prix d'exercice moyen pondéré de 16,00 \$ ont été exercées. En outre, 0,1 million d'actions ont été annulées ou ont expiré à un prix d'exercice moyen pondéré de 16,70 \$. Ces options expirées faisaient surtout partie du régime des États-Unis.

## 11. ÉVENTUALITÉS

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal de ses affaires. TransAlta examine chacune de ces réclamations, notamment leur nature, le montant en question ou réclamé et les garanties d'assurance. Bien qu'il ne puisse y avoir de garantie quant à l'issue favorable des réclamations pour la société, celle-ci ne croit pas que l'issue de ces réclamations ou des réclamations éventuelles dont elle est au courant actuellement ait une incidence négative importante sur elle, dans son ensemble.

## 12. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En réponse à la plainte déposée par San Diego Gas & Electric Company en vertu du chapitre 206 de la Federal Power Act («FPA»), la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a établi une obligation de remboursement d'environ 46 millions de dollars américains pour TransAlta pour des ventes qu'elle a effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange («PX») et du California Independent System Operator («ISO») au cours de la période allant du 2 octobre 2000 au 20 juin 2001 (les «opérations de remboursement principales»). TransAlta a prévu 46 millions de dollars américains pour satisfaire à ses obligations de remboursement au titre des opérations de remboursement principales.

TransAlta a déposé une requête fondée sur le coût des services rendus afin d'être exonérée de ces obligations de remboursement. La FERC a rejeté la requête d'exonération de TransAlta. Le 1<sup>er</sup> décembre 2006, TransAlta a demandé une nouvelle audience concernant le refus de la FERC. La FERC n'a pas encore statué sur cette nouvelle audience.

Au cours des négociations en vue d'un règlement, les plaignants ont tenté d'obtenir des remboursements pour deux groupes d'opérations indépendantes des opérations de remboursement principales. Le premier groupe d'opérations comprend des ventes effectuées par les vendeurs sur les marchés du PX et de l'ISO au cours de la période allant du 1<sup>er</sup> mai au 1<sup>er</sup> octobre 2001 (les «opérations de la saison estivale»). L'autre groupe d'opérations comprend des opérations bilatérales entre tous les vendeurs et une composante du California Department of Water Resources («CDWR»), désigné sous le nom de CERS (les «opérations du CERS»). La FERC a rejeté précisément les tentatives d'obtention de remboursements pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. Toutefois, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir une nouvelle audience concernant le refus de la FERC et en ont appelé du refus auprès de la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit. À l'heure actuelle, TransAlta ne croit pas que les parties de la Californie réussiront à obtenir les remboursements allégués pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. TransAlta n'a pas constitué de provision au titre de ces remboursements allégués à ce jour.

### **13. GARANTIES**

TransAlta garantit les obligations de certaines filiales en vertu de contrats, ce qui facilite les opérations de livraison physique ou les opérations financières prévues aux termes d'instruments dérivés. Les garanties données en vertu de tous les contrats facilitant les opérations de livraison physique ou les opérations financières prévues aux termes d'instruments dérivés au 31 mars 2007 s'établissaient à un maximum de 1,9 milliard de dollars. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. La juste valeur des positions de négociation et de couverture en vertu de contrats où TransAlta a un passif net, aux termes des garanties limitées et illimitées, s'établissait à 253,0 millions de dollars au 31 mars 2007, contre 285,3 millions de dollars au 31 décembre 2006.

TransAlta garantit également les obligations d'exécution de certaines filiales et celles de faire des paiements en vertu de certains contrats. Le montant garanti en vertu de ces contrats s'élevait à un maximum de 1,1 milliard de dollars au 31 mars 2007, contre 788,3 millions de dollars au 31 décembre 2006. De plus, la société compte un certain nombre de garanties illimitées. Toute obligation véritable relative aux garanties d'obligations d'exécution au 31 mars 2007 est présentée sous le poste Crédeurs et charges à payer.

Une filiale de la société a conclu un contrat de dérivés de crédit. Selon les modalités de ce contrat, si la société ou une filiale donnée subissait un événement de crédit précis, la contrepartie aurait le droit de forcer le rachat de créances prioritaires de la société ou de la filiale spécifiée en contrepartie. Les obligations en matière d'emprunt auxquelles renvoie ce contrat ont été présentées dans le bilan consolidé et comprennent également des prêts de 287 millions de dollars américains consentis à des filiales de la société.

La société compte environ 0,9 milliard de crédits disponibles provenant de ses facilités de crédit confirmées et non confirmées pour garantir ces risques.

Les liquidités soumises à des restrictions se composent essentiellement d'un placement dans des billets détenus dans une fiducie à titre de garantie de l'obligation d'une filiale en vertu d'un contrat de dérivés de crédit. Dans le cas où la filiale omet d'honorer ses obligations en vertu de ce contrat, la contrepartie a le droit de conserver les billets en règlement de l'obligation de la filiale. Les billets portent intérêt au LIBOR à six mois et viennent à échéance en 2016.

### **14. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES**

Le 8 mars 2006, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») a conclu une entente avec CET selon laquelle CET a fourni un swap de prix fixe-variable sur instruments financiers à TA Cogen à des prix du marché durant l'entretien planifié à la centrale de Sheerness au cours du deuxième trimestre de 2006. Le swap a été conclu au cours du deuxième trimestre de 2006 et n'a pas eu d'incidence importante sur les états financiers.

En août 2006, TransAlta a conclu une entente avec CE Gen, société sous contrôle commun de TransAlta et de MidAmerican, filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle TransAlta achète l'électricité disponible de certaines filiales de CE Gen selon un prix fixe. En outre, CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, TA Cogen a conclu divers swaps sur transport avec une filiale en propriété exclusive de TransAlta, CET. CET exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. CET offre également des services de gestion à Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities. L'objectif commercial du swap sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, en lui

évitant d'être exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour trois de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. TransAlta a conclu un contrat en sens inverse avec un tiers, limitant ainsi son risque à celui de contrepartie.

## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(Annualisé)		31 mars 2007	31 déc. 2006 <i>(Retraité, note 1)</i>
Cours de clôture		25,00 \$	26,64 \$
Fourchette de prix (12 derniers mois)	Haut	27,25 \$	26,91 \$
	Bas	23,59 \$	20,22 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		41,4 %	40,4 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		37,5 %	36,4 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		1,4 %	1,8 %
Rendement du capital investi		2,4 %	2,5 %
Valeur comptable par action		12,40 \$	12,31 \$
Dividendes en espèces par action		1,00 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiple)		127,4 x	121,1 x
Ratio dividendes / bénéfice		482,8%	447,7 %
Couverture des dividendes (multiple)		3,1 x	2,4 x
Rendement des actions		4,0 %	3,8 %
Flux de trésorerie / dette		26,1 %	26,2 %

### Formules des ratios

**Dette / capital investi** = (dette à court terme + dette à long terme - encaisse et placements productifs d'intérêts) / (dette + titres privilégiés + part des actionnaires sans contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires)

**Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires** = bénéfice net, déduction faite du gain à la cession des activités abandonnées / moyenne des soldes d'ouverture et de fermeture des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires

**Rendement du capital investi** = (bénéfice avant les participations sans contrôle et les impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne annuelle du capital investi

**Valeur comptable par action** = capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires / actions ordinaires en circulation

**Ratio cours / bénéfice** = cours de clôture de l'exercice écoulé / résultat de base par action tiré des activités poursuivies

**Flux de trésorerie / dette** = flux de trésorerie liés à l'exploitation avant les variations du fonds de roulement / moyenne de deux ans de la dette totale

**Ratio dividendes / bénéfice** = dividendes / bénéfice net à l'exclusion du gain découlant des activités abandonnées

**Couverture des dividendes** = flux de trésorerie d'exploitation / dividendes sur actions ordinaires

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

## GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

**Disponibilité** – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, au cours duquel un groupe électrogène peut produire de l'électricité, peu importe s'il le fait réellement ou non.

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

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

**Déclasser** – Abaisser la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité.

**Gigawatt** – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

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

**Mégawatt** – Unité de puissance électrique valant 1 000 000 de watts.

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

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

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



**TransAlta Corporation**

Box 1900, Station «M»  
110 – 12th Avenue S.W.  
Calgary (Alberta) Canada T2P 2M1

**Téléphone**

403-267-7110

**Site Web**

[www.transalta.com](http://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  
De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416-643-5500

**Télécopieur**

416-643-5501

**Site Web**

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

**POUR OBTENIR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Information pour les médias**

Joel Thompson  
Directeur, Communications

**Téléphone**

403-267-7208

**Courriel**

[media\\_relations@transalta.com](mailto:media_relations@transalta.com)

**Informations pour les investisseurs**

Jennifer Pierce, MA, MBA  
Directrice, Relations avec les investisseurs

Mardell Van Nieuvenhuysen, CFA

Analyste principale, 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](mailto:investor_relations@transalta.com)