



TRANSALTA CORPORATION

RAPPORT DU PREMIER TRIMESTRE DE 2008

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 20 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 2008 et 2007 et pour les trimestres terminés à ces dates et également avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. 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 21 avril 2008. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse 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 réglementation, des services de santé et de sécurité environnementale, des services de développement durable, des services de communications, des services de relations avec les gouvernements, des services de technologie de l'information, des services de ressources humaines, des services de vérification interne 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 éléments pertinents de l'état des résultats et du bilan. Bien que les éléments du bilan subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments est reflétée à la section des capitaux propres des bilans consolidés.

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

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Disponibilité (%)	91,8	88,2
Production (GWh)	13 226	12 697
Produits	803,0 \$	669,0 \$
Marge brute ¹	433,0 \$	378,0 \$
Bénéfice d'exploitation ¹	189,0 \$	138,0 \$
Bénéfice net	33,0 \$	56,0 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,17 \$	0,28 \$
Résultat par action comparable ¹	0,50 \$	0,28 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	237,0 \$	331,0 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,27 \$	0,25 \$
	Trois mois terminés le 31 mars 2008	Exercice terminé le 31 déc. 2007
Total de l'actif	7 222	7 179
Total des passifs financiers à long terme	2 936	2 880

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 s'est accrue en regard de la période correspondante de 2007 en raison d'une baisse des réductions de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia («centrale thermique de Centralia») résultant des essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de Powder en 2007 et d'une baisse des interruptions non planifiées à la centrale alimentée au gaz de Centralia, en partie compensée par la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

La production pour le premier trimestre en 2008 a augmenté par rapport à la période correspondante de 2007 surtout à cause d'une baisse des réductions de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia et d'une hausse des volumes marchands aux centrales thermiques de l'Alberta contrebalancées en partie par une hausse des interruptions non planifiées à ces centrales.

BÉNÉFICE NET

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

Bénéfice net de 2007	56 \$
Augmentation des marges brutes du secteur Production	37
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché en 2007	14
Augmentation des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	4
Augmentation de la dotation aux amortissements	(5)
Gain sur la vente du matériel d'exploitation minière de Centralia	5
Diminution des intérêts débiteurs nets	4
Augmentation de la quote-part de la perte de sociétés satellites	(88)
Diminution de la charge d'impôts	6
Bénéfice net de 2008	33 \$

¹ La marge brute, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 18 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

Les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché en 2007, se sont accrues pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 par suite d'une hausse de la production et de prix favorables à la centrale thermique de Centralia et des volumes marchands plus élevés aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancés par une augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation se sont accrues pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 en regard des mêmes périodes en 2007, en raison des marges accrues de négociation dans la région de l'Est et de la fermeté des résultats dans les marchés de l'Ouest.

La dotation aux amortissements a augmenté pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 comparativement à 2007, surtout à cause d'une variation de la durée de vie utile estimative de certaines parties composantes à la centrale thermique de Centralia.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 sont comparables à celles de la période correspondante de l'exercice 2007.

Au cours du premier trimestre, nous avons vendu du matériel antérieurement utilisé par nos activités minières de Centralia, réalisant ainsi un gain de 5 millions de dollars.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, le montant net des intérêts débiteurs a reculé, en raison surtout de la diminution du degré d'endettement et du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue, en raison de la dépréciation de notre placement au Mexique par suite de l'annonce de la vente de cette entreprise.

Les impôts sur les bénéfices ont diminué par rapport à la même période en 2007 en raison de la hausse du bénéfice avant impôts et taxes en 2008 et de la composition du bénéfice qui ont été plus que contrebalancées par le recouvrement d'impôts au titre de la dépréciation de notre placement au Mexique.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 ont baissé en regard de ceux de la période correspondante en 2007, par suite des variations moins favorables du fonds de roulement lié à l'exploitation et du calendrier des acomptes provisionnels.

En raison du calendrier prévu aux termes des contrats, au quatrième trimestre, un paiement de 116 millions de dollars relatif aux produits des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») de 2007 ne nous a pas été versé avant le 2 janvier 2008. En 2007, un paiement contractuel de 185 millions de dollars lié aux produits des CAÉ de 2006 n'avait pas été reçu avant le 2 janvier 2007.

Les flux de trésorerie disponibles¹ pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 ont diminué par rapport à la période correspondante en 2007 pour les raisons susmentionnées.

¹ Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Se reporter à la page 18 du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'information sur cet élément, y compris un rapprochement avec les flux de trésorerie d'exploitation.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trois mois terminés le 31 mars 2008

Activités mexicaines

Le 20 février 2008, nous avons annoncé la vente des activités mexicaines à InterGen Global Ventures B.V. («InterGen») pour 303,5 millions de dollars américains. L'opération est assujettie aux approbations réglementaires au Mexique et devrait être conclue d'ici la fin du deuxième trimestre de 2008. Nous avons imputé une charge de 65 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, aux résultats du premier trimestre pour refléter l'écart estimatif entre la valeur comptable nette et le prix de vente net de ces actifs. La charge brute de 93 millions de dollars est constatée dans la quote-part de la perte de sociétés satellites.

Projet d'énergie éolienne Blue Trail

Le 13 février 2008, TransAlta a annoncé son projet de conception, de construction et d'exploitation de Blue Trail, un projet d'énergie éolienne de 66 mégawatts («MW») dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 115 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débuter au cours du quatrième trimestre de 2009.

Politique en matière de dividendes et accroissement du dividende

Le 25 mars 2008, notre conseil d'administration a annoncé son adoption d'une politique officielle en matière de dividendes qui vise le versement aux actionnaires d'un dividende annuel se situant dans la fourchette entre 60 % et 70 % du bénéfice aux fins de comparaison.

Le 1^{er} février 2008, notre conseil d'administration a approuvé une augmentation du dividende annuel de 1,00 \$ à 1,08 \$ par action et a déclaré un dividende trimestriel de 0,27 \$ par action pour les actions ordinaires, payables le 1^{er} avril 2008 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 1^{er} mars 2008.

Émissions de gaz à effet de serre («GES»)

Le 31 mars 2008 a marqué l'échéance de la première année de conformité aux règlements touchant certains émetteurs de gaz de l'Alberta pour la réduction des émissions de GES. La conformité était exigée pour les GES émis entre la date d'entrée en vigueur, soit le 1^{er} juillet 2007, et le 31 décembre 2007. Les entreprises concernées devaient réduire leurs émissions de 12 % par année par rapport au seuil initial moyen des émissions de 2003 à 2005. Pour nos activités non couvertes en vertu des CAÉ, nous nous sommes conformés au moyen de la livraison au gouvernement des crédits d'émissions compensatoires achetés, acquis à un coût concurrentiel inférieur au plafond de 15 \$ la tonne. Pour les installations en Alberta ayant des CAÉ, nous étions aussi responsables de la conformité, mais l'approche était coordonnée par les acheteurs de CAÉ, de sorte qu'une combinaison de crédits compensatoires offerts par les acheteurs et de contributions au Alberta Technology Fund à 15 \$ la tonne a été utilisée. Les CAÉ contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, nous avons acheté 1 908 900 actions au prix moyen de 31,43 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action de 8,95 \$ l'action, entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 43 millions de dollars. En raison du calendrier des paiements pour racheter les actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, 53 millions de dollars ont été versés en avril 2008.

Trois mois terminés le 31 mars 2008

Total des actions acquises	1 908 900
Prix d'acquisition moyen par action	31,43 \$
Total des coûts	60
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	17
Réduction des bénéfices non répartis	43

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance

Le 21 avril 2008, nous avons annoncé un accroissement de la capacité nominale de 53 MW à l'unité 5 de notre centrale de Sundance. Le total du coût en capital du projet est estimé à 75 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour la fin de 2009.

Projet de captage et de stockage du carbone

Le 3 avril 2008, nous avons annoncé une entente avec Alstom en vue de mettre à l'essai une technologie de captage du carbone à base d'ammoniaque réfrigéré à l'une de nos unités en Alberta alimentées au charbon, sous réserve du soutien de l'industrie et du gouvernement.

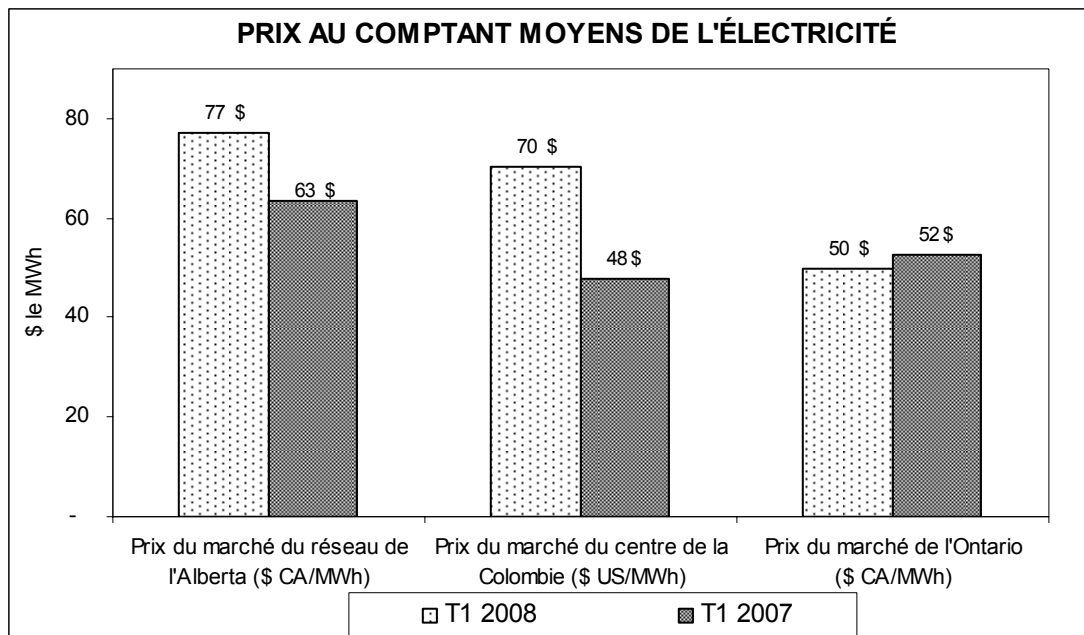
CONTEXTE D'AFFAIRES

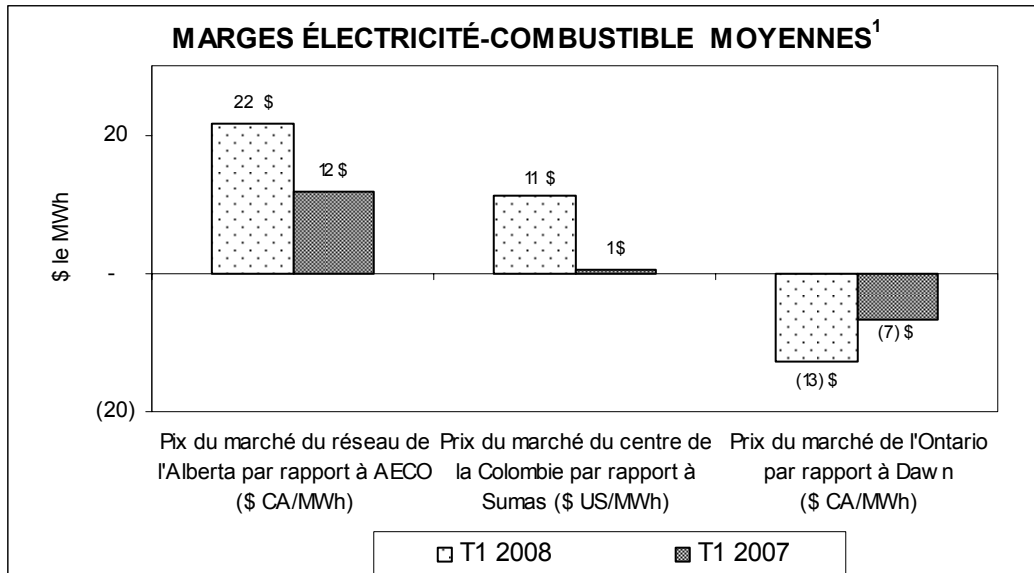
Nous exerçons nos activités dans plusieurs contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'Ouest du Canada, la région du nord-ouest du Pacifique et l'Est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité sur le gaz naturel dans nos résultats financiers, se reporter à notre rapport annuel de 2007. Les principales caractéristiques de ces marchés sont décrites ci-après.

Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la page 30 du rapport annuel de 2007 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités. Notre stratégie consiste à couvrir jusqu'à 90 % de notre production marchande afin de protéger notre bénéfice de certains risques associés au marché de l'électricité au comptant.

Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour le premier trimestre de 2008 et de 2007 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques ci-après.





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

Au cours du premier trimestre, les prix au comptant en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique ont augmenté, tandis qu'en Ontario, les prix au comptant sont comparables à la même période de 2007. Les marges électricité-combustible ont progressé en Alberta et dans le nord-ouest du Pacifique, mais diminué en Ontario pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 en regard de la même période en 2007. Les prix de l'électricité et les marges électricité-combustible ont été plus élevés en Alberta, surtout à cause des pénuries de charbon occasionnées par les interruptions planifiées et non planifiées et des réductions de la capacité nominale provoquées par les modernisations des réseaux de transport et les hausses des prix du gaz. Les hausses survenues dans le nord-ouest du Pacifique étaient surtout dues aux températures plus basses que la normale enregistrées et à la montée des prix du gaz naturel. Les prix au comptant et les marges électricité-combustible en Ontario ont diminué légèrement par rapport au premier trimestre de 2007, en raison de la production nucléaire plus élevée que prévu. L'incidence de ces prix sur les marges de nos centrales de production et de nos activités de négociation est décrite plus en détail ci-après.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales alimentées au charbon et au gaz, ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. 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 2007). Au 31 mars 2008, le secteur Production affichait une capacité de production brute¹ en exploitation de 8 434 MW (participation nette de 8 026 MW) et une capacité de production nette de 440 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, consulter la page 26 du rapport annuel de 2007.

¹ 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.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 31 mars	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	788 \$	42,78 \$	658 \$	35,91 \$
Combustible et achats d'électricité	(370)	(20,09)	(291)	(16)
Marge brute	418	22,70	367	20,03
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	100	5,43	103	5,62
Amortissement	100	5,43	96	5,24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	0,27	6	0,33
Répartition des coûts intersectoriels	7	0,38	7	0,38
Charges d'exploitation	212	11,51	212	11,57
Bénéfice d'exploitation	206 \$	11,19 \$	155 \$	8,46
Capacité installée (GWh)	18 418		18 322	
Production (GWh)	13 226		12 697	
Disponibilité (%)	91,8		88,2	

Production et marges brutes

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 d'après les régions géographiques sont comme suit :

Trois mois terminés le 31 mars 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	8 758	11 410	360 \$	121 \$	239 \$	31,55 \$	10,57 \$	20,98 \$
Est du Canada	889	1 789	133	91	42	74,18	51,03	23,14
International	3 579	5 219	295	158	137	56,58	30,35	26,23
	13 226	18 418	788 \$	370 \$	418 \$	42,78 \$	20,11 \$	22,68 \$

Trois mois terminés le 31 mars 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats			Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
			Produits	d'électricité	Marge brute			
Ouest du Canada	8 817	11 310	348 \$	118 \$	230 \$	30,80 \$	10,40 \$	20,40 \$
Est du Canada	985	1 793	128	85	43	71,39	47,63	23,76
International	2 895	5 219	182	88	94	34,82	16,80	18,02
	12 697	18 322	658 \$	291 \$	367 \$	35,92 \$	15,87 \$	20,05 \$

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'Ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon ou au gaz, des centrales hydroélectriques et des parcs d'éoliennes. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'Ouest.

La variation de la production pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars
Production en 2007	8 817
Baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	91
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	174
Augmentation des interruptions planifiées à Poplar Creek	(45)
Baisse de la demande de clients	(96)
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(170)
Divers	(13)
Production en 2008	8 758

La variation de la marge brute pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars
Marge brute en 2007	230
Augmentation des prix dans la région de l'Ouest	6
Baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	3
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(12)
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	10
Pertes latentes liées à l'évaluation à la valeur du marché en 2008	(4)
Divers	6
Marge brute en 2008	239

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'Est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz et un parc d'éoliennes en cours d'aménagement. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'Est.

La production pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 a diminué de 96 gigawattheures («GWh»), surtout à cause d'une baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, les marges brutes ont légèrement baissé, en raison d'une diminution de la consommation spécifique de chaleur à Sarnia.

International

Nos actifs du secteur International comprennent des actifs des centrales alimentées au gaz et au charbon et des actifs des centrales hydroélectriques et géothermiques à divers emplacements aux États-Unis et des actifs de gaz naturel en Australie. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la production s'est accrue de 684 GWh, en raison d'une baisse des réductions de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia découlant surtout des essais de brûlage du charbon provenant du bassin fluvial de Powder au cours du premier trimestre de 2007 (598 GWh) et de l'accroissement de la production à la centrale alimentée au gaz de Centralia résultant d'une amélioration de la conjoncture du marché au premier trimestre de 2008 (71 GWh).

La variation de la marge brute pour les trois mois terminés le 31 mars est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars
Marge brute en 2007	94
Accroissement de la production à la centrale thermique de Centralia	26
Établissement de prix favorables	14
Pertes liées à la valeur du marché en 2007	14
Gains latents liés à la valeur du marché en 2008	4
Taux de change défavorables	(21)
Divers	6
Marge brute en 2008	137

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

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué surtout à cause du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Dotation aux amortissements

La dotation aux amortissements s'est accrue pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 en regard de 2007, surtout à cause des modifications de l'équipement à la centrale thermique de Centralia.

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 sur produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte des marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque est une mesure clé des activités de négociation du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.*

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est responsable de la gestion des activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en utilisant des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport. De plus, ce secteur est chargé de mettre en valeur ou d'acquérir de nouveaux actifs de cogénération, de production éolienne, de production géothermique et de production hydroélectrique, et de recommander des possibilités d'optimisation du portefeuille. Les résultats de la totalité de ces activités sont inclus dans le secteur Production.

Pour une analyse approfondie du traitement comptable de nos opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la page 40 du rapport annuel de 2007.

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

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Marge brute	15 \$	11 \$
Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration	10	9
Répartition des coûts intersectoriels	(7)	(7)
Charges d'exploitation	3	2
Bénéfice d'exploitation	12 \$	9 \$

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, les marges brutes se sont accrues par rapport à la même période en 2007, en raison des résultats de négociation améliorés dans la région de l'Est.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés les 31 mars 2008 ont augmenté par suite de l'accroissement des charges de rémunération du personnel.

La répartition des coûts intersectoriels pour cette période est conforme à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	32 \$	39 \$
Intérêts sur la dette à court terme	10	7
Intérêts créditeurs	(5)	(8)
Intérêts capitalisés	(4)	(1)
Intérêts débiteurs nets	33 \$	37 \$

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, les intérêts débiteurs nets ont diminué par rapport à la période correspondante de 2007, comme le montre le tableau suivant :

	Trois mois terminés les 31 mars
Intérêts débiteurs nets de 2007	37
Baisse de la dette à long terme	(4)
Hausse des soldes de la dette à court terme	3
Baisse des intérêts créditeurs provenant des dépôts au comptant	3
Hausse des intérêts capitalisés	(3)
Taux de change favorables	(3)
Intérêts débiteurs nets de 2008	33

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 est comparable à celui de la période correspondante en 2007.

QUOTE-PART DE LA PERTE DE SOCIÉTÉS SATELLITES

Selon 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. Le 20 février 2008, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos activités mexicaines à InterGen. L'opération est assujettie aux approbations réglementaires au Mexique et devrait être conclue au deuxième trimestre de 2008. Le tableau ci-après résume les informations clés sur ces activités.

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Disponibilité (%)	98,3	96,9
Production (GWh)	860	579
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(97) \$	(9) \$
Flux de trésorerie d'exploitation	(1) \$	(2) \$
Intérêts débiteurs	5 \$	10 \$

	31 mars 2008	31 déc. 2007
Total de l'actif	464 \$	451 \$
Total du passif	382 \$	369 \$

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la disponibilité a grimpé, en raison d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées à Chihuahua et d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la production a grimpé, à cause d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche et des interruptions planifiées à Chihuahua conjuguée à une hausse de la demande des clients aux deux installations.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue de 88 millions de dollars, par suite de la dépréciation de notre placement au Mexique.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	47 \$	76 \$
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(97)	(9)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites	144 \$	85 \$
Charge d'impôts selon les états financiers	14	20
Incidence fiscale de la dépréciation de la quote-part	28	-
Charge d'impôts avant la dépréciation	42	20
Bénéfice net	130 \$	65 \$
Taux d'imposition effectif (%) ¹	29	24

¹ Pour présenter les rapprochements aux fins de comparaison, le taux d'imposition effectif des années précédentes a été reclassé et calculé d'après le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites.

La charge d'impôts a diminué au cours des trois mois terminés le 31 mars 2008 par rapport à la période correspondante en 2007, en raison d'une hausse du bénéfice avant impôts et taxes et de l'incidence de la modification de la composition des territoires où le bénéfice avant impôts et taxes est réalisé, qui ont été plus que contrebalancées par le recouvrement de la dépréciation de notre placement au Mexique.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre le bilan consolidé au 31 décembre 2007 et le bilan consolidé au 31 mars 2008 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication du changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7	Consulter les états de flux de trésorerie consolidés
Débiteurs	(35)	Calendrier d'encaissement des paiements contractuels prévus
Placements	(99)	Perte nette et dépréciation des placements
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(23)	Variations des prix liées aux activités de couverture
Immobilisations corporelles, montant net	141	Acquisitions d'immobilisations, en partie contrebalancées par le raffermisssement du dollar canadien par rapport au dollar américain et la dotation aux amortissements
Actifs destinés à être vendus, montant net	(29)	Reclassement des actifs destinés à être vendus dans les immobilisations corporelles
Dette à court terme	(65)	Diminution nette de la dette à court terme
Créditeurs et charges à payer	49	Calendrier des paiements liés à l'exploitation et raffermisssement du dollar canadien
Impôts sur les bénéfices à payer	(17)	Paiements versés compensés en partie par la charge d'impôts exigibles
Dette à long terme avec recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	23	Taux de change défavorables et rajustements liés aux normes sur la juste valeur
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	288	Variations des prix liées aux activités de couverture
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(98)	Incidence fiscale sur l'augmentation des passifs nets de gestion du risque
Capitaux propres	(210)	Actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires et dividendes déclarés, et variations du cumul des autres éléments du résultat étendu contrebalancés en partie par le bénéfice net et les actions émises

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007	Explication de l'écart
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	51 \$	66 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	237	331	En 2008, les rentrées de trésorerie sont attribuables à un bénéfice au comptant de 233 millions de dollars et à des flux de trésorerie positifs du fonds de roulement de 4 millions de dollars. En 2007, les rentrées de trésorerie étaient attribuables à un bénéfice au comptant de 198 millions de dollars et à des flux de trésorerie positifs du fonds de roulement de 133 millions de dollars.
Activités d'investissement	(113)	(55)	En 2008, les sorties de trésorerie sont surtout imputables aux ajouts d'immobilisations corporelles de 150 millions de dollars, en partie compensés par les gains réalisés sur les instruments financiers de 19 millions de dollars et le produit de 16 millions de dollars découlant de la vente d'immobilisations. En 2007, les sorties de trésorerie étaient surtout imputables aux ajouts d'immobilisations corporelles de 54 millions de dollars.
Activités de financement	(120)	(263)	En 2008, les sorties de trésorerie sont imputables au remboursement net de la dette à court terme de 64 millions de dollars, aux dividendes sur actions ordinaires de 51 millions de dollars et aux participations sans contrôle de 17 millions de dollars. En 2007, les sorties de trésorerie étaient imputables à une diminution de la dette à court terme de 7 millions de dollars, à des dividendes sur actions ordinaires de 54 millions de dollars, au rachat de titres privilégiés de 175 millions de dollars et à des participations sans contrôle de 21 millions de dollars.
Conversion des devises	3	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	58 \$	79 \$	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Les détails sur nos besoins de trésorerie et nos sources de financement figurent à la page 50 de notre rapport annuel de 2007.

Nous avons un total de 2,3 milliards de dollars de facilités de crédit consenties et non consenties, dont un montant de 1,2 milliard de dollars disponible qui n'a pas été prélevé. Au 31 mars 2008, le crédit utilisé en vertu de ces facilités de 1,1 milliard de dollars comprenait une dette à court terme de 586 millions de dollars, moins des fonds en caisse de 58 millions de dollars et des lettres de crédit de 575 millions de dollars.

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 dont nous avons besoin et assurer la croissance prévue restera semblable à ce qu'elle est depuis le 31 décembre 2007. Au premier trimestre de 2008, nous avons reçu 116 millions de dollars de produits tirés des CAÉ en raison du calendrier des paiements contractuels prévus. Par conséquent, ce calendrier de paiements entraînera la réception de produits sur 13 mois en 2008.

Le 18 avril 2008, nous avons environ 199 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 31 mars 2008, nous comptons 2 millions d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice pondéré était de 27,27 \$. Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,81 \$ ont été exercées, 0,2 million d'actions ont été émises et 0,1 million d'options ont été annulées au prix d'exercice moyen pondéré de 16,70 \$.

Le 1^{er} mars 2008, 0,9 million d'options sur actions ont été attribuées à un prix d'exercice de 35,11 \$ à la Bourse de Toronto («TSX») pour les employés canadiens et de 35,60 \$ US à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} mars 2009 et expireront après dix ans.

Contrats de garantie

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 exigences environnementales éventuelles, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux engagements d'achat. Au 31 mars 2008, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 575 millions de dollars, comparativement à 550 millions de dollars au 31 décembre 2007. L'augmentation des lettres de crédit découle surtout d'une hausse des prix à terme de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique. Ces lettres de crédit garantissent certains montants compris dans notre bilan aux postes Passifs de gestion du risque et Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Une filiale a conclu un contrat de dérivés de crédit. Selon les modalités de ce contrat, si nous ou une filiale donnée subissons un événement de crédit précis, la contrepartie aura le droit de nous obliger ou d'obliger une filiale nommée à racheter des créances de premier rang. Les obligations d'emprunt auxquelles renvoie ce contrat ont été présentées dans le bilan consolidé et comprennent également des prêts consentis à nos filiales de 240 millions de dollars américains au 31 mars 2008 (243 millions de dollars américains au 31 décembre 2007).

CHANGEMENT CLIMATIQUE ET ENVIRONNEMENT

Les modifications apportées aux lois environnementales continueront d'avoir une incidence sur nos activités. Les récents changements et les changements prévus dans la législation sur les marchés que nous exploitons sont présentés ci-dessous.

Le 10 mars 2008, le gouvernement fédéral a publié son document cadre intitulé «Prendre le virage : Mesures concrètes pour lutter contre les changements climatiques», dans lequel la structure des cibles pour les émissions de GES ainsi que les mécanismes de conformité pour les années 2010 à 2020 sont établis. Le gouvernement canadien a indiqué que les règlements doivent être rédigés d'ici l'automne 2008 pour être mis au point au milieu de 2009 aux fins d'application au 1^{er} janvier 2010.

Le plan fédéral exige une réduction de 18 % de l'intensité des émissions de GES à nos installations existantes, augmentant de 2 % par année jusqu'en 2020, année où une réduction absolue de 20 % sera exigée. Les nouvelles installations à combustible fossile doivent être assujetties à une norme de carburant propre, dont les détails restent encore à établir. Certains autres éléments du plan incluent :

- la capacité des sociétés d'électricité de respecter les normes selon l'intensité de leurs émissions totales plutôt que selon l'intensité des émissions de chaque centrale;
- le traitement favorable des installations de cogénération, de sorte que seulement de légères réductions sont nécessaires;
- l'indication de soutien des mesures de captage et de stockage du carbone par le secteur d'activité, y compris l'établissement d'un fonds de placement préautorisé conçu pour permettre aux sociétés d'investir dans les technologies de captage et de stockage du carbone et d'autres technologies transformatrices afin d'utiliser ces fonds aux fins de conformité;
- l'intention d'établir un groupe de travail sur l'électricité propre afin de déterminer où des réductions additionnelles peuvent être apportées dans le secteur.

Comme de nombreux détails du cadre réglementaire demeurent encore à déterminer au moment de la rédaction, et que la coordination de cette approche avec les plans provinciaux n'a pas encore été négociée, il n'est pas possible pour le moment d'estimer les incidences de ce plan sur nos activités. Nous continuons de réduire notre risque à l'égard de la conformité aux règlements sur les GES en pleine évolution grâce à des initiatives sur le plan de la technologie propre et l'accroissement de notre portefeuille de crédits compensatoires. Les CAÉ

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

Par ailleurs, le gouvernement fédéral canadien a aussi indiqué son intention d'élaborer un document de cadre réglementaire parallèle pour la gestion nationale des émissions de polluants atmosphériques comme le dioxyde de soufre, l'oxyde nitreux et le mercure. L'élaboration du cadre réglementaire devrait prendre fin en 2008, débouchant sur des cibles et des mécanismes de conformité pour ces polluants. Nous prévoyons qu'il y aura beaucoup de coordination à effectuer avec les provinces et l'industrie à cet égard.

En Alberta, nous continuons de nous préparer à l'exigence de réduire le mercure de 70 % d'ici 2010. Nous avons effectué des essais poussés sur le matériel de contrôle du mercure en 2007, et d'autres suivront en 2008. Nous espérons officialiser notre choix de technologie vers la fin de la présente année pour nos centrales en Alberta. De même, le 31 mars 2008, nous avons terminé notre premier semestre de conformité aux règlements sur les émissions de GES de l'Alberta.

D'ici la fin du premier trimestre, nous devons réduire de 12 % par année nos émissions selon la moyenne des seuils initiaux de 2003 à 2005 pour nous conformer aux règlements spécifiques de l'Alberta touchant les émetteurs de gaz qui exigent des réductions des émissions de GES. Nous avons pu coordonner notre approche en vue de la conformité avec les acheteurs des CAÉ de l'Alberta pour respecter l'échéancier. Pour nos activités non couvertes par les CAÉ, nous avons pu nous conformer en achetant des crédits compensatoires d'émissions à un coût concurrentiel.

Aux États-Unis, l'État de Washington a adopté le House Bill 2815 le 13 mars 2008, établissant un cadre réglementaire pour les réductions d'émissions de GES. Le projet de loi a confirmé la cible antérieure du gouverneur de ramener le total des émissions de GES aux niveaux de 1990 d'ici l'année 2020. Il avise également le ministère de l'Écologie de recommander, d'ici le 1^{er} décembre 2008, un système de gestion des émissions fondé sur le marché régional. Cette recommandation doit être appliquée en coordination avec la Western Climate Initiative, coalition de sept États de l'Ouest et de deux provinces, qui visent à développer un système de plafonnement et de négociation régional pour le carbone aux fins de la mise en application d'ici 2012. Pour le moment, on ne peut déterminer clairement de quelle façon nos activités dans l'État de Washington seront touchées, ou si elles continueront d'être exemptées parce que ce sont des installations de production de base.

Nous poursuivons l'amélioration des procédés d'exploitation et des investissements dans nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. Le 3 avril 2008, nous avons annoncé une entente avec Alstom en vue d'essayer une technologie de captage du carbone à base d'ammoniaque réfrigéré à l'une de nos installations alimentées au charbon de l'Alberta, sous réserve du soutien de l'industrie et du gouvernement. De plus, nous saisissons toutes les occasions d'obtenir des crédits compensatoires, occasions qui nous permettent également d'atteindre les cibles fixées en matière d'émissions à un coût concurrentiel.

PERSPECTIVES

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2008, les prix de l'électricité devraient demeurer fermes. Les prix dans la région du nord-ouest du Pacifique devraient continuer d'augmenter en raison de la vigueur du marché qui a eu une incidence sur les prix du gaz. Les prix de l'électricité en Alberta devraient également continuer de se raffermir en réponse à la remontée des prix du gaz. Les prix de l'électricité en Ontario pourraient augmenter en regard de 2007 à cause d'interruptions additionnelles pour l'entretien, même si une baisse pourrait survenir en raison de la diminution de la demande étant donné le ralentissement prévu de l'économie américaine.

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 matériels et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ce risque de prix.

Lois sur l'environnement

En 2008, nous prévoyons davantage de clarté réglementaire sur les exigences futures concernant les émissions de GES. Si les règlements de l'Alberta sont clairs jusqu'à la fin de 2009, on ne sait quel sera l'incidence des règlements fédéraux proposés sur les entreprises albertaines à partir de 2010. L'élaboration des règlements fédéraux prévus pour l'automne 2008 provoquera des discussions entre le gouvernement fédéral et les provinces au sujet des règles à appliquer et des instances qui les administreront. De même, nous prévoyons que les propositions de l'État de Washington seront prêtes d'ici décembre cette année, pour ce qui est de la conception du mécanisme axé sur le marché en vue du contrôle des GES dans cet État et éventuellement dans les états voisins de la région.

En outre, cette année, nous prévoyons l'élaboration de plans fédéraux canadiens se rapportant aux réductions des émissions de polluants atmosphériques, au moins au niveau des cibles et mécanismes de conformité figurant dans le cadre réglementaire. Nous participerons activement aux consultations menant à l'annonce de ces cibles.

Exploitation

Production, disponibilité et capacité

La capacité de production devrait augmenter en raison de l'achèvement de Kent Hills vers la fin de 2008. La production et la disponibilité devraient diminuer au cours du deuxième trimestre, surtout à cause d'un accroissement des interruptions planifiées, et augmenter pour le reste de l'année à mesure que l'entretien planifié est effectué.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie aux augmentations de coût en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation, et des prix du diesel et des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières dans les activités d'extraction du charbon de nos mines de l'Alberta. Les augmentations de coûts pour les activités d'extraction minière en Alberta seront atténuées au moyen de la productivité ou de la conclusion des contrats, et devraient être gérées comme elles l'ont été par le passé. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes. Ces prix contractuels devraient grimper par rapport au premier trimestre de 2007 en raison des contrats et des hausses du prix des produits de base.

Nos installations alimentées au gaz sont peu exposées aux fluctuations du marché pour ce qui est des prix des produits de base énergétiques. Les contrats d'achat de gaz à long terme atténuent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz en vertu de contrats de vente à long terme. 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 alimentées au gaz. Nous n'avons pas conclu de contrats visant des produits de base à prix fixe pour le gaz jusqu'à présent 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 mégawattheure («MWh») de capacité installée varient par trimestre et dépendent du calendrier et de la nature des activités d'entretien, et devraient augmenter aux deuxième et troisième trimestres par rapport au premier trimestre à cause des activités plus élevées d'entretien planifié.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est touché 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 d'amener nos activités de négociation pour compte à dégager une marge brute annuelle variant entre 50 millions de dollars et 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 2008 devraient être supérieurs en raison surtout de la baisse des intérêts créditeurs. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain pourrait se répercuter sur le montant 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, nous maintenons des facilités de crédit consenties et non consenties de 2,3 milliards de dollars et surveillons les risques de façon à déterminer les besoins prévus de liquidités.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires de 2007 a démarré le 3 mai 2007 et se poursuivra jusqu'au 2 mai 2008, date à laquelle nous avons l'intention de renouveler le programme. Les rachats ont été effectués librement à la Bourse de Toronto («TSX») au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Projets et croissance

Les dépenses en immobilisations et les dépenses liées à nos principaux projets sont composées des dépenses engagées pour le maintien de nos activités d'exploitation courantes et de croissance. Quatre projets de dépenses en immobilisations importants de croissance sont présentement en cours : Keephills 3, Kent Hills, Blue Trail, et accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance.

Ces projets sont sommairement décrits ci-après :

Projet	Total engagé (en millions)	Engagement prévu en 2008 (en millions)	Date d'achèvement prévue	Détails	Statut
Keephills 3	815 \$	320 \$ à 330 \$	T1 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (225 MW, déduction faite de la participation) en partenariat avec EPCOR.	En bonne voie
Kent Hills	170 \$	135 \$ à 145 \$	T4 2008	Parc éolien de 96 MW au Nouveau-Brunswick qui sera exploité en vertu d'un contrat d'achat d'électricité avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick.	En bonne voie
Blue Trail	115 \$	20 \$ à 25 \$	T4 2009	Parc éolien de 66 MW dans le sud de l'Alberta.	En bonne voie
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de Sundance	75 \$	15 \$ à 20 \$	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre installation de Sundance.	En bonne voie
Total de la croissance	1 175 \$	490 \$ à 520 \$			

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 2008, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales, compte non tenu des modifications apportées à l'exploitation de notre entreprise au Mexique, se situent entre 425 et 460 millions de dollars, et se répartissent comme suit :

- de 155 à 165 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;
- de 100 à 110 millions de dollars pour du matériel minier;
- de 60 à 65 millions de dollars pour les modifications de Centralia;
- de 110 à 120 millions de dollars pour l'entretien planifié, entraînant une perte d'environ 2 400 à 2 525 GWh.

Financement

Le financement de ces dépenses devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation et de la capacité d'emprunt actuelle.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

En août 2006, nous avons conclu une entente avec CE Generation, LLC («CE Gen»), société sous contrôle commun de notre société et de MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle nous achetons 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, notre filiale, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), a conclu divers swaps sur transport avec une filiale en propriété exclusive de TransAlta, TransAlta Energy Corporation («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 Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas 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. Nous avons conclu un contrat en sens inverse avec un tiers et, par conséquent, nous avons limité le risque au risque de contrepartie.

MODIFICATIONS COMPTABLES ACTUELLES

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

Le 1^{er} décembre 2006, l'ICCA a publié deux nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation». Ces nouvelles normes sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2008.

Les nouveaux chapitres 3862 et 3863 du *Manuel de l'ICCA* remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et accroissent les exigences en matière d'information à fournir, mais ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur les informations portant sur la nature et l'étendue des risques découlant des instruments financiers et la manière dont l'entité gère ces risques. Se reporter aux notes afférentes aux états financiers.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 13 février 2008, le CNC a confirmé que l'utilisation des IFRS sera exigée à compter du 1^{er} janvier 2011 avec les données comparatives appropriées de l'exercice précédent. En vertu des IFRS, il y a davantage d'informations à fournir, surtout pour les rapports trimestriels. De plus, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, certaines différences importantes au niveau des conventions comptables doivent retenir l'attention.

Le 31 décembre 2007, la Securities and Exchange Commission des États-Unis a approuvé des modifications réglementaires qui permettront à des émetteurs privés étrangers d'utiliser des états financiers sans rapprochement avec les PCGR des États-Unis, s'ils sont dressés en utilisant la version en langue anglaise des IFRS telle qu'elle est publiée par l'International Accounting Standards Board.

L'incidence de ces nouvelles normes sur nos états financiers est actuellement à l'étude.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou plus significatives du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR, comme indicateur de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire 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 du bénéfice net comme suit :

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Marge brute	433 \$	378 \$
Charges d'exploitation	(244)	(240)
Bénéfice d'exploitation	189	138
(Perte) gain de change	(1)	-
Gain sur la vente de matériel	5	-
Intérêts débiteurs nets	(33)	(37)
Quote-part du bénéfice (de la perte) de sociétés satellites	(97)	(9)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	63	92
Participations sans contrôle	16	16
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	47	76
(Recouvrement) charge d'impôts	14	20
Bénéfice net	33 \$	56 \$

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.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2007, nous avons exclu la dépréciation de notre placement au Mexique parce que la vente de ces activités est un rajustement non récurrent. En outre, nous avons également exclu les gains réalisés à la vente des actifs de la mine de charbon Centralia anciennement exploitée, puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes. La variation de la durée de certaines parties composantes à Centralia a aussi été exclue, parce qu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon Centralia.

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Bénéfice aux fins de comparaison	99 \$	56 \$
Dépréciation des placements, déduction faite des impôts et taxes	(65)	-
Ventes de matériel à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	4	-
Modification de la durée des pièces de Centralia, déduction faite des impôts et taxes	(5)	-
Bénéfice net	33 \$	56 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	200	203
Résultat par action aux fins de comparaison	0,50 \$	0,28 \$

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

Les dépenses en immobilisations de maintien correspondent au total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie, moins 67 millions de dollars investis dans des projets de croissance pour le premier trimestre de 2008.

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

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Flux de trésorerie d'exploitation	237 \$	331 \$
Plus (moins) :		
Dépenses en immobilisations de maintien	(83)	(41)
Dividendes sur actions ordinaires	(51)	(54)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(17)	(21)
Remboursements de la dette sans recours	-	(9)
Calendrier des paiements contractuels prévus	(116)	(185)
Flux de trésorerie des placements dans des sociétés satellites	(1)	(2)
Flux de trésorerie disponibles	(31) \$	19 \$

Les flux de trésorerie liés aux placements dans des sociétés satellites représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos sociétés satellites, moins les dépenses en immobilisations de maintien et de croissance de ces filiales.

	T2 2007	T3 2007	T4 2007	T1 2008
Produits	612 \$	712 \$	783 \$	803 \$
Bénéfice net	57	66	129	33
Résultat de base par action ordinaire	0,28	0,33	0,64	0,17
Résultat dilué par action ordinaire	0,28	0,33	0,64	0,17

	T2 2006	T3 2006	T4 2006	T1 2007 (retraité)
Produits	580 \$	656 \$	752 \$	669 \$
Bénéfice net (perte nette)	86	35	(146)	56
Résultat de base par action ordinaire	0,43	0,18	(0,72)	0,28
Résultat dilué par action ordinaire	0,43	0,18	(0,72)	0,28

RAJUSTEMENT DES RÉSULTATS DU PREMIER TRIMESTRE de 2007

Le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 a été rajusté pour tenir compte de la correction d'une erreur qui s'est glissée dans les états financiers précédemment publiés. Après la publication des résultats du premier trimestre, la direction a décelé un écart dans le montant du gain latent constaté sur certains contrats qui ne répondent plus aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. L'écart est apparu après que des améliorations aient été apportées à notre système de négociation, entraînant la double comptabilisation de certains des contrats qui ne répondent plus aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. Par conséquent, la juste valeur de ces contrats additionnels a été reclassée par erreur dans l'état des résultats plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. L'incidence nette de cette erreur est donc que le bénéfice net constaté dans les états financiers précédemment publiés au premier trimestre a été réduit de 9,8 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes de 4,0 millions de dollars. Les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 ont été augmentés d'un montant après impôts et taxes correspondant de 9,8 millions de dollars. Le résultat par action qui en a résulté pour le premier trimestre de 2007 était de 0,28 \$ l'action, comparativement au résultat présenté initialement de 0,33 \$ l'action, soit une réduction de 0,05 \$ l'action.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Comme il est exigé par la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), la direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'*Exchange Act* est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'*Exchange Act* est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun concernant notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et d'exploitation, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de l'exploitation et notre chef des finances ont attesté que, au 31 mars 2008, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion 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 et les hypothèses décrits dans le présent rapport de gestion aux rubriques «Perspectives» et «Contexte d'affaires» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges liées à la conformité en matière d'environnement, les coûts globaux, 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. 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 DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

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

Trois mois terminés les 31 mars

Non vérifié	2008	2007
		<i>(retraité, note 1)</i>
Produits	803 \$	669 \$
Combustible et achats d'électricité	(370)	(291)
Marge brute	433	378
Exploitation, entretien et administration	135	135
Amortissement (note 19)	104	99
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	6
Charges d'exploitation	244	240
Bénéfice d'exploitation	189	138
Perte de change	(1)	-
Gain sur la vente de matériel (note 8)	5	-
Intérêts débiteurs nets (note 9)	(33)	(37)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)	(97)	(9)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	63	92
Participations sans contrôle	16	16
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	47	76
Charge d'impôts	14	20
Bénéfice net	33 \$	56 \$
Bénéfices non répartis		
Solde au début de la période	763	710
Dividendes sur actions ordinaires	(54)	(51)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 12)	(43)	-
Solde à la fin de la période	699 \$	715 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	200	203
Résultat par action, de base et dilué	0,17 \$	0,28 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

BILANS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 mars 2008	31 décembre 2007
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 2)	58 \$	51 \$
Débiteurs (notes 2 et 17)	511	546
Charges payées d'avance	17	9
Actifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	110	93
Actifs d'impôts futurs	98	40
Impôts sur les bénéfices à recevoir	59	49
Stocks (note 5)	38	30
	891	818
Liquidités soumises à restrictions (notes 2 et 6)	250	242
Placements (note 7)	26	125
Créances à long terme (note 10)	3	6
Immobilisations corporelles		
Coût	8 824	8 593
Amortissement cumulé	(3 566)	(3 476)
	5 258	5 117
Actifs destinés à être vendus, montant net (note 8)	-	29
Écart d'acquisition (note 19)	128	125
Actifs incorporels	208	209
Actifs d'impôts futurs	299	303
Actifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	82	122
Autres actifs	77	83
Total de l'actif	7 221 \$	7 179 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dette à court terme (note 2)	586 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer (note 2)	522	473
Passifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	332	105
Impôts sur les bénéfices à payer	-	17
Passifs d'impôts futurs	12	12
Dividendes à verser	53	49
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 2 et 9)	121	122
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 2 et 9)	32	32
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	44	43
	1 702	1 504
Dette à long terme, avec recours (notes 2 et 9)	1 520	1 496
Dette à long terme, sans recours (notes 2 et 9)	218	209
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 10)	239	233
Crédits reportés et autres passifs à long terme	101	101
Passifs d'impôts futurs	593	637
Passifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	265	204
Participations sans contrôle	495	496
Capitaux propres		
Actions ordinaires (notes 11 et 12)	1 775	1 781
Bénéfices non répartis (note 12)	699	763
Cumul des autres éléments du résultat étendu (notes 1 et 12)	(385)	(245)
Total des capitaux propres	2 089	2 299
Total du passif et des capitaux propres	7 222 \$	7 179 \$
Éventualités (notes 15 et 17)		
Engagements (notes 3, 15 et 16)		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007 <i>(retraité, note 1)</i>
Bénéfice net	33 \$	56 \$
Autres éléments du résultat étendu		
Gains (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	67	(16)
(Pertes) gains sur instruments financiers désignés comme couvertures d'établissements étrangers autonomes	(83)	15
Recouvrement (charge) d'impôts	(11)	1
	(72)	14
Pertes à la conversion d'établissements étrangers autonomes	(5)	(2)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(229)	(127)
Recouvrement d'impôts	(80)	(40)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	(149)	(87)
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan de la période considérée	4	-
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bénéfice net de la période considérée	17	8
Charge d'impôts	7	2
	14	6
Autres éléments du résultat étendu	(140)	(83)
Résultat étendu	(107)	(27)

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

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 mars	
	2008	2007
Activités d'exploitation		<i>(retraité, note 1)</i>
Bénéfice net	33 \$	56 \$
Amortissement <i>(note 19)</i>	107	100
Gain sur la vente de matériel <i>(note 8)</i>	(5)	-
Participations sans contrôle	16	16
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations <i>(note 10)</i>	5	6
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés <i>(note 10)</i>	(4)	(3)
Impôts futurs	(16)	(7)
Pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	1	19
Perte de change	1	-
Quote-part de la perte de sociétés satellites <i>(note 7)</i>	97	9
Autres éléments hors caisse	(2)	2
	233	198
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	4	133
Flux de trésorerie d'exploitation	238	331
Activités d'investissement		
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(150)	(54)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	16	-
Placement dans des sociétés satellites <i>(note 7)</i>	-	(10)
Liquidités soumises à restrictions <i>(note 6)</i>	3	9
Gains réalisés sur les instruments financiers	19	-
Divers	(1)	-
Flux de trésorerie d'investissement	(113)	(55)
Activités de financement		
Diminution de la dette à court terme	(64)	(7)
Remboursement de la dette à long terme <i>(note 9)</i>	(4)	(12)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(51)	(54)
Rachat de titres privilégiés	-	(175)
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires <i>(note 12)</i>	(7)	-
Produit net à l'émission d'actions ordinaires <i>(note 11)</i>	11	5
Diminution des avances à TransAlta Énergie	-	1
Gains réalisés sur les instruments financiers	12	-
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(17)	(21)
Flux de trésorerie de financement	(120)	(263)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	4	13
Incidence de la conversion de liquidités en devises	3	-
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	7	13
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	51	66
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	58 \$	79 \$
Impôts au comptant payés	46 \$	22 \$
Intérêts au comptant payés	19 \$	26 \$

Voirs les notes afférentes aux états financiers consolidés.

March 31 2008 March 31 2007

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 du 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 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.

Rajustement des résultats du premier trimestre de 2007

Comme il a été annoncé auparavant, le bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 a été rajusté pour tenir compte de la correction d'une erreur qui s'est glissée dans les états financiers publiés initialement au premier trimestre de 2007. Après la publication des résultats du premier trimestre de 2007, la direction a décelé un écart dans le montant du gain latent constaté sur certains contrats qui ne répondent plus aux critères d'application de la comptabilité de couverture. L'écart est apparu après que des améliorations aient été apportées à notre système de négociation, entraînant la double comptabilisation de certains des contrats qui ne sont plus admissibles à la comptabilité de couverture. Par conséquent, la juste valeur de ces contrats additionnels a été reclassée par erreur dans les états des résultats plutôt que dans les autres éléments du résultat étendu. Cette erreur a entraîné une réduction de 9,8 millions de dollars du bénéfice net de la période de trois mois terminée le 31 mars 2007, déduction faite des impôts de 4,0 millions de dollars. Ainsi, les autres éléments du résultat étendu pour les trois mois terminés le 31 mars 2007 ont augmenté d'un montant après impôts correspondant de 9,8 millions de dollars. Le résultat par action qui en découle pour le premier trimestre de 2007 est de 0,28 \$ l'action, comparativement au résultat présenté de 0,33 \$ l'action, soit une baisse de 0,05 \$ l'action. Ce rajustement a été pris en compte pour les états financiers publiés pour les six mois terminés le 31 juin 2007, les neuf mois terminés le 30 septembre 2007 et l'exercice terminé le 31 décembre 2007.

Principales modifications de conventions comptables

Le 1^{er} janvier 2008, la société a adopté deux nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers - présentation». Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et accroissent les exigences en matière d'information à fournir, et ne modifient pas les 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. Les informations à fournir requises par suite de l'adoption de ces chapitres figurent à la note 2.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 13 février 2008, le CNC a confirmé que l'utilisation des IFRS sera exigée à compter du 1^{er} janvier 2011 avec les données comparatives appropriées de l'exercice précédent. En vertu des IFRS, il faudra présenter davantage d'informations, surtout dans les rapports trimestriels. De plus, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes au niveau des conventions comptables qui doivent retenir l'attention.

Le 31 décembre 2007, la Securities and Exchange Commission a approuvé des modifications réglementaires qui permettront à des émetteurs privés étrangers d'émettre des états financiers sans rapprochement avec les PCGR des États-Unis s'ils sont dressés en utilisant la version en langue anglaise des IFRS telle qu'elle est publiée par l'International Accounting Standards Board.

L'incidence de ces nouvelles normes sur les états financiers de TransAlta est actuellement à l'étude.

2. INSTRUMENTS FINANCIERS

A) Analyse des actifs financiers et des passifs financiers selon la base d'évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût après amortissement. Les informations présentées à la rubrique «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation» de la note 1 T) afférente aux états financiers consolidés de 2007 de la société décrivent comment les catégories d'instruments financiers sont évaluées et comment les produits et charges, y compris les gains et pertes à la juste valeur, sont constatés. Le tableau suivant analyse les valeurs comptables des actifs et passifs financiers par catégorie au sens où l'entend le chapitre 3855 :

Valeur comptable des instruments financiers au 31 mars 2008

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	58 \$	- \$	58 \$
Débiteurs	- \$	- \$	511 \$	- \$	511 \$
Actifs de gestion du risque					
À court terme	41 \$	69 \$	- \$	- \$	110 \$
À long terme	78 \$	4 \$	- \$	- \$	82 \$
Liquidités soumises à restrictions	- \$	- \$	250 \$	- \$	250 \$
Passifs financiers					
Dette à court terme	- \$	- \$	- \$	586 \$	586 \$
Créditeurs et charges à payer	- \$	- \$	- \$	522 \$	522 \$
Passifs de gestion du risque					
À court terme	277 \$	55 \$	- \$	- \$	332 \$
À long terme	244 \$	21 \$	- \$	- \$	265 \$
Dette à long terme, avec recours ¹	- \$	- \$	- \$	1 641 \$	1 641 \$
Dette à long terme, sans recours ¹	- \$	- \$	- \$	250 \$	250 \$

¹ Inclut la tranche échéant à moins d'un an.

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2007

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	51 \$	- \$	51 \$
Débiteurs	- \$	- \$	546 \$	- \$	546 \$
Actifs de gestion du risque					
À court terme	69 \$	24 \$	- \$	- \$	93 \$
À long terme	122 \$	- \$	- \$	- \$	122 \$
Liquidités soumises à restrictions	- \$	- \$	242 \$	- \$	242 \$
Passifs financiers					
Dette à court terme	- \$	- \$	- \$	651 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer	- \$	- \$	- \$	473 \$	473 \$
Passifs de gestion du risque					
À court terme	93 \$	12 \$	- \$	- \$	105 \$
À long terme	190 \$	14 \$	- \$	- \$	204 \$
Dette à long terme, avec recours ¹	- \$	- \$	- \$	1 618 \$	1 618 \$
Dette à long terme, sans recours ¹	- \$	- \$	- \$	241 \$	241 \$

¹ Comprend la tranche échéant à moins d'un an.

B) 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 peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la société a accès. En l'absence d'un marché actif, la société calcule les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

Les justes valeurs calculées selon les modèles d'évaluation exigent de recourir à des hypothèses. Afin de déterminer ces hypothèses, la société examine d'abord les intrants du marché observables de l'extérieur. Dans de rares cas, la société a recours à des paramètres sur les intrants qui ne sont pas fondés sur des données observables du marché.

I. Calculs des niveaux et classements

Les classements de niveau I, II et III de la hiérarchie de la juste valeur utilisés par la société sont définis comme suit :

Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non ajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau I, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange («NYMEX») et la Natural Gas Exchange («NGX»), ou obtenus directement des courtiers, des Bourses électroniques comme l'IntercontinentalExchange («ICE»), ou d'autres fournisseurs publics de données de marché disponibles.

Niveau II

Les justes valeurs sont déterminées en utilisant des données autres que les cours du marché qui sont observables pour les actifs ou les passifs, directement ou indirectement.

Les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques se situant dans la catégorie de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours du marché rajustés dans les marchés actifs pour des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base et les écarts liés à l'emplacement. Les justes valeurs de niveau II incluent également les justes valeurs déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans les marchés actifs, les volatilités implicites des options, ou les volatilités et les corrélations entre les produits provenant des prix historiques.

Pour calculer les justes valeurs de niveau II des autres actifs et passifs de gestion du risque, la société utilise des données autres que les cours du marché qui sont observables pour l'actif ou le passif, comme les courbes de rendement du taux d'intérêt et les taux de change. Pour certains instruments financiers où il existe une insuffisance du volume des opérations ou une absence d'opérations récentes, la société se fie aux données sur les taux d'intérêt et les taux de change similaires et d'autres informations comme les écarts de taux de crédit.

Niveau III

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

Dans des cas restreints, le secteur des opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou les profils de demande.

L'évaluation de la juste valeur d'un instrument financier est incluse dans un seul des trois niveaux, le calcul de celle-ci étant fondé sur les données du niveau le plus bas qui sont importantes pour établir la juste valeur.

Les justes valeurs des actifs et passifs financiers de la société sont décrites ci-dessous :

Au 31 mars 2008	Juste valeur ¹			Total	Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III		
Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur					
Passifs (actifs) nets de gestion du risque ²	468 \$	(61) \$	(2) \$	405 \$	405 \$
Dette à long terme	- \$	108 \$	- \$	108 \$	108 \$
Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme	- \$	1 777 \$	- \$	1 777 \$	1 783 \$
<hr/>					
Au 31 décembre 2007	Juste valeur ¹			Total	Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III		
Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur					
Passifs (actifs) nets de gestion du risque ²	251 \$	(156) \$	(1) \$	94 \$	94 \$
Dette à long terme	- \$	310 \$	- \$	310 \$	310 \$
Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme	- \$	1 577 \$	- \$	1 577 \$	1 549 \$

¹ Exclut les actifs et passifs financiers dont la valeur comptable se rapproche de la juste valeur en raison de la nature liquide des actifs ou passifs (trésorerie et équivalents de trésorerie, liquidités soumises à restrictions, débiteurs, dette à court terme et créditeurs et charges à payer).

² Inclut le montant net des actifs et passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques et des autres actifs et passifs de gestion du risque (note 3).

II. Justes valeurs calculées en utilisant des modèles d'évaluation (niveaux II et III)

Les justes valeurs calculées en utilisant des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses. Lorsque les hypothèses et les données sont fondées sur des données du marché déjà observables, les justes valeurs sont classées dans le niveau II. Les données importantes pour les modèles d'évaluation et les formules de régression ou d'extrapolation comprennent les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de change, les écarts de taux de crédit, les volatilités implicites, les volatilités et les corrélations entre les produits provenant des prix historiques, et le prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans des marchés actifs, le cas échéant.

Lorsque les justes valeurs n'ont pas été obtenues en utilisant des modèles d'évaluation d'après des données ou hypothèses non observables ou développées à l'interne (justes valeurs de la gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques de niveau III), les données clés incluent des données historiques comme le rendement des centrales, la congestion du transport ou les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés.

L'effet de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées n'entraînerait pas des justes valeurs très différentes.

Le montant total de la variation de la juste valeur est estimé en utilisant une technique d'évaluation avec des données non observables, pour des actifs et passifs financiers évalués et comptabilisés à la juste valeur, qui ont été constatés dans le bénéfice avant impôts et taxes au cours de la période, correspond à un gain de 5 millions de dollars. Un rapprochement des fluctuations des justes valeurs de gestion du risque par niveau, ainsi que des informations additionnelles sur le gain (ou la perte) de niveau III peut figurer à la note 3.

C) Gains et pertes à la création

La plupart des instruments dérivés de la société sont cotés sur des marchés actifs ou hors Bourse par les courtiers. Cependant, certains instruments dérivés ne sont pas négociés sur une Bourse active et exigent l'utilisation de techniques ou modèles d'évaluation internes.

Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la constatation initiale (le prix d'opération) et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce gain latent ou cette perte latente à la création est constaté(e) dans le bénéfice net seulement si la juste valeur de l'instrument est attestée par un cours du marché dans un marché actif, des opérations du marché courantes observables qui sont pratiquement les mêmes ou fondées sur une technique d'évaluation faisant appel aux données du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est reportée au bilan dans les actifs et passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques, et est constatée dans les résultats sur la durée du contrat correspondant. Cette différence doit être constatée dans le bénéfice net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présente comme suit :

Aux	31 mars 2008	31 décembre 2007
Gain non amorti au début de la période	5 \$	8 \$
Nouvelles opérations	-	4
Constaté dans les états des résultats au cours de la période :		
Amortissement	(1)	(7)
Échéance ou résiliation	-	-
Variation des taux de change	-	-
Gain non amorti à la fin de la période	4 \$	5 \$

D) Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue des risques découlant des instruments financiers, au sens où l'entend le chapitre 3862. Toutefois, pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue des risques auxquels la société est exposée, il faudrait lire également l'analyse de la gestion du risque de la société figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

I. Risque de marché

a) Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations de certains prix de produits de base des activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des

contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustibles connexes de la société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences prévues en achat, vente et utilisation. Par conséquent, ces contrats, appelés contrats de vente et d'achat dans le cours normal des affaires, ne sont pas considérés comme des instruments financiers selon le chapitre 3855. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la société et aux dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la société.

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

i) Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société dirige les activités de négociation pour compte propre et a recours à divers instruments pour gérer le risque, réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché.

Conformément à la politique, les activités de négociation pour compte propre sont assujetties à des limites et des contrôles, y compris la limite de la valeur à risque («VaR»). Le conseil d'administration approuve la limite pour la VaR totale découlant des activités de négociation pour compte propre. La VAR est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. Une mesure de la VAR donne, à un niveau de confiance précis, une perte maximale estimative avant impôts et taxes qui pourrait être subie sur une période donnée. La VAR sert à déterminer les variations possibles de la valeur du portefeuille de négociations pour compte propre de la société sur une période de trois jours avec un niveau de confiance de 95 % résultant des fluctuations normales du marché. La VAR est estimée au moyen de l'approche de la variance/covariance historique.

La VaR est une mesure qui comporte des limites inhérentes. L'utilisation de l'information historique dans le cadre de l'estimation suppose que les fluctuations des prix par le passé seront représentatives du risque de marché futur. Ainsi, elle peut n'être significative que dans une conjoncture normale du marché. Les événements extrêmes du marché ne sont pas déterminés par cette mesure du risque. En outre, en raison de l'utilisation du délai d'évaluation de trois jours, ces positions peuvent être liquidées ou couvertes en l'espace de trois jours; cependant, cette situation n'est possible que si le marchés devient illiquide.

La société reconnaît les limites de la VaR et utilise activement d'autres contrôles, y compris les restrictions sur les instruments autorisés, les limites volumétriques et de temps, le test de tension des divers portefeuilles et du portefeuille total de négociation pour compte propre, et les examens de la direction lorsque les limites de la perte sont dépassées.

ii) Risque lié au prix des produits de base – Production

Le secteur Production utilise divers contrats sur produits de base afin de gérer le risque lié au prix des produits de base associés à la production d'électricité, aux achats de combustibles, aux émissions, et aux sous-produits, qu'il juge appropriés. Un plan de gestion du risque lié aux produits de base est dressé et approuvé chaque année, et décrit les stratégies de couverture prévues associées aux actifs de production de la société et aux risques correspondants liés aux produits de base. Les contrôles incluent des restrictions sur les instruments autorisés, des examens par la direction des divers portefeuilles, et l'approbation des opérations sur les actifs susceptibles d'accroître la volatilité potentielle des bénéfices présentés par la société.

De plus, certains contrats de vente d'électricité ne sont pas admissibles comme contrats d'achat et de vente dans le cours normal des affaires. Ces contrats sont conçus comme des couvertures globales et sont donc comptabilisés comme des couvertures de flux de trésorerie conformément au chapitre 3865. Contrairement à un dérivé financier typique utilisé dans une relation de couverture, qui entraîne un règlement net avec la contrepartie, ces contrats n'entraîneront pas de sorties nettes de fonds pour la société, même si leur juste valeur entraîne actuellement un passif au bilan de la société, lorsque la société livrera l'électricité au prix fixé en vertu du contrat, et recevra le paiement comptant pour cette livraison.

Les fluctuations des prix du marché associées aux couvertures de flux de trésorerie n'ont pas d'incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au contraire, les variations de la juste valeur sont reportées jusqu'au règlement au moyen des autres éléments du résultat étendu, moment auquel le gain net ou la perte nette découlant de la combinaison de l'instrument de couverture et de l'élément couvert influe sur le bénéfice net.

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut de contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. Lorsque cela n'est pas possible, les opérations sont traitées comme détenues à des fins de transaction. Elles incluent, par exemple, les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes. Les variations des prix du marché associés à ces opérations ont une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent.

b) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier peuvent fluctuer en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque de taux d'intérêt que court la société, et de la manière de gérer ce risque, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

L'incidence sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu découlant des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable de la société, les actifs portant intérêt, les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction et d'autres dérivés de couverture en cours à la date du bilan, est décrite ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une baisse de 50 points de base est la variation possible la plus raisonnable des taux d'intérêt du marché et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

	Augmentation du bénéfice net ¹	Perte des autres éléments du résultat étendu ¹
Diminution de 50 points de base	1 \$	(15) \$

¹ Les montants sont présentés avant impôts et taxes.

c) Risque de change

La société court des risques à l'égard de diverses devises, comme l'euro, et les dollars américain et australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du bénéfice de ces activités, et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque de taux de change, de l'exposition de la société à ce risque et de la manière dont elle gère celui-ci, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

Les sensibilités au risque de change exigées conformément au chapitre 3862, et décrites ci-dessous, sont limitées aux risques qui surviennent pour les instruments financiers libellés en devises autres que la monnaie de fonctionnement dans laquelle ils sont négociés et évalués.

L'incidence sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu découlant des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date du bilan est présentée ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution de 4 % de ces devises par rapport au dollar canadien est la variation la plus raisonnablement possible et est conforme à l'écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

Devise	Diminution du bénéfice net ¹	Gain des autres éléments du résultat étendu ¹
Euro	- \$	3 \$
\$ US	-	-
AUD	(4)	3
Total	(4) \$	6 \$

¹ Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire. Les montants sont présentés avant impôts et taxes.

II. Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionneront une perte financière à la société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, et le risque pour la société associé aux variations de la solvabilité des entités s'il existe une exposition au risque commercial. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque de crédit de la société que court la société, et de la manière dont elle gère celui-ci, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 31 mars 2008, sans tenir compte de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables réelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit et les garanties sont les types principaux de garanties détenues en guise de sûreté par rapport à ces montants. Se reporter à la note 18 pour une analyse plus détaillée.

La société utilise les cotes de solvabilité externes, ainsi que les cotes de solvabilité internes dans les situations où des cotes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les plafonds de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par cote de solvabilité, des actifs financiers qui ne sont pas en souffrance ni impayés :

	Notation de première qualité	Notation faible	Total
	%	%	%
Débiteurs	92	8	100
Actifs de gestion du risque	96	4	100

La société utilise une provision pour créances douteuses afin de comptabiliser les créances éventuellement irrécouvrables associées à ses comptes clients, dont le solde n'a pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2007.

III. Risque d'illiquidité

Le risque d'illiquidité est le risque que la société puisse éprouver des difficultés à respecter ses obligations associées aux passifs financiers et aux engagements liés aux garanties exigées dans les divers contrats. Pour une compréhension complète de la nature et de l'étendue du risque d'illiquidité que court la société, et de la manière dont elle gère celui-ci, se reporter à l'analyse de la gestion du risque figurant dans le rapport de gestion du rapport annuel de 2007.

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Dettes à court terme	586 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	586 \$
Créditeurs et charges à payer	522	-	-	-	-	-	522
Dettes à long terme ¹	152	238	29	251	332	875	1 877
Passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques ²	170	158	95	35	2	-	460
Autres passifs (actifs) de gestion du risque ³	8	(44)	(9)	(8)	6	(8)	(55)
Total	1 438 \$	352 \$	115 \$	278 \$	340 \$	867 \$	3 390 \$

¹ Exclut l'incidence des dérivés.

² Les passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et passifs nets de gestion du risque, lorsque le résultat net est un passif.

³ Les autres actifs et passifs de gestion du risque comprennent les actifs et passifs nets de gestion du risque, lorsque le résultat net est un actif.

E) Instruments financiers donnés en garantie

Au 31 mars 2008, 124 millions de dollars (200 millions de dollars au 31 décembre 2007) des actifs financiers d'une filiale ont été donnés en garantie de 265 millions de dollars des débetures publiques de la société. Si la filiale manque à ses obligations à l'égard de ces débetures, les détenteurs auront la priorité sur ces actifs.

Au 31 mars 2008, 70 millions de dollars (53 millions de dollars au 31 décembre 2007) des actifs financiers liés à la quote-part de la société dans CE Gen ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres d'emprunt auront la priorité sur ces actifs.

Au 31 mars 2008, 244 millions de dollars (238 millions de dollars au 31 décembre 2007) des liquidités soumises à restrictions, comprenant un placement dans des billets, étaient détenus dans une fiducie à titre de garantie de l'obligation d'une filiale en vertu d'un contrat de dérivés de crédit. Si 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 (*note 6*).

F) Gains et pertes sur les instruments financiers

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société utilise divers dérivés dans ses activités de négociation pour compte propre, et les actifs et passifs correspondants sont classés comme détenus à des fins de transaction. Comme il est décrit à la note 1 C) afférente aux états financiers consolidés de 2007 de la société, les gains nets réalisés et latents sont présentés comme des produits du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation. Pour la période terminée le 31 mars 2008, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté 15 millions de dollars en gains et pertes nets réalisés et latents (11 millions de dollars au 31 décembre 2007) (*note 19*).

Les intérêts débiteurs nets présentés dans les états des résultats consolidés incluent les intérêts créditeurs et débiteurs, respectivement, sur les actifs financiers portant intérêt de la société, principalement la trésorerie et les équivalents de trésorerie, et ses passifs financiers portant intérêt, surtout la dette à court et à long terme. Les intérêts débiteurs sont calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif (*note 9*). Les dérivés sur taux d'intérêt qui ne sont pas désignés comme couvertures sont classés comme détenus à des fins de transaction, le gain net ou la perte nette étant aussi comptabilisé dans les intérêts débiteurs nets.

Les instruments dérivés sur taux de change qui ne sont pas désignés comme couvertures sont également classés comme détenus à des fins de transaction, le gain net ou la perte nette étant comptabilisé dans le gain ou la perte de change.

Le gain net ou la perte nette inclus dans le bénéfice pour la période actuelle et les périodes précédentes comparables à l'égard des dérivés sur taux d'intérêt ou de change détenus à des fins de transaction est négligeable.

3. ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

Les actifs et passifs de gestion du risque sont divisés en deux grandes catégories : 1) ceux 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 (opérations sur les produits énergétiques), et 2) ceux utilisés dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits non énergétiques, de la dette et de l'investissement net dans des filiales étrangères autonomes (autres actifs et passifs de gestion du risque).

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

Aux	31 mars 2008			31 déc. 2007		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Bilans - Totaux						
Actifs de gestion du risque						
À court terme	83 \$	27 \$	110 \$	34 \$	59 \$	93 \$
À long terme	8	74	82	(4)	126	122
Passifs de gestion du risque						
À court terme	(310)	(22)	(332)	(87)	(18)	(105)
À long terme	(241)	(24)	(265)	(192)	(12)	(204)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(460) \$	55 \$	(405) \$	(249) \$	155 \$	(94) \$

Opérations sur les produits énergétiques

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

Aux	31 mars 2008			31 déc. 2007	
	Couvertures	Autres que de couvertures	Total	Total lié aux opérations sur les produits énergétiques	
Bilan - Opérations sur les produits énergétiques					
Actifs de gestion du risque					
À court terme	14 \$	69 \$	83 \$	34 \$	
À long terme	4	4	8	(4)	
Passifs de gestion du risque					
À court terme	(256)	(54)	(310)	(87)	
À long terme	(236)	(5)	(241)	(192)	
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	(474) \$	14 \$	(460) \$	(249) \$	

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles normes sur les instruments financiers et les variations de juste valeur des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours des trois mois terminés le 31 mars 2008 :

	<u>Couvertures</u>			<u>Autres que couvertures</u>			<u>Total</u>		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours au 31 déc. 2007	(261) \$	- \$	- \$	10 \$	1 \$	1 \$	(251) \$	1 \$	1 \$
Variations de la valeur liquidative attribuables aux :									
Variations du marché	(195)	1	-	(14)	-	2	(209)	1	2
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	(3)	1	-	3	4	3	-	5	3
Contrats réglés au cours de la période	(4)	-	-	9	(1)	(4)	5	(1)	(4)
Comptabilité de couverture abandonnée pour certains contrats	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variation des taux de change	(13)	-	-	-	-	-	(13)	-	-
Transferts au/du niveau III	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours au 31 mars 2008	(476) \$	2 \$	- \$	8 \$	4 \$	2 \$	(468) \$	6 \$	2 \$

Information additionnelle sur le gain (la perte) – niveau III :

Variation totale de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu	- \$	- \$	- \$
Variation totale de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts et taxes	- \$	1 \$	1 \$
Variation totale de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts et taxes lié aux actifs nets détenus au 31 mars 2008	- \$	5 \$	5 \$

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et passifs nets de 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.

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

		2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par		Total
							la suite		
Couvertures	Niveau I	(184) \$	(160) \$	(95) \$	(35) \$	(2) \$	- \$	(476) \$	
	Niveau II	2 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	2 \$	
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-	
Autres que couvertures	Niveau I	8 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	8 \$	
	Niveau II	2 \$	2 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	4 \$	
	Niveau III	2 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	2 \$	
Total	Niveau I	(176) \$	(160) \$	(95) \$	(35) \$	(2) \$	- \$	(468) \$	
	Niveau II	4 \$	2 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	6 \$	
	Niveau III	2 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	2 \$	
Grand total		(170) \$	(158) \$	(95) \$	(35) \$	(2) \$	- \$	(460) \$	

Les positions de négociation pour compte propre à prix fixe de la société au 31 mars 2008 et au 31 décembre 2007 se présentent comme suit :

Unités (en milliers)	Electricité (MWh)	Gaz naturel (GJ)	Transport (MWh)	Charbon (tonnes)	Émissions (tonnes)
Payeur de prix fixe, notionnel, 31 mars 2008	22 977	76 773	3 008	1 930	5
Payeur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2007	16 189	54 523	1 854	1 644	6
Receveur de prix fixe, notionnel, 31 mars 2008	21 654	88 601	-	1 930	(7)
Receveur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2007	16 009	61 977	-	1 644	15
Durée maximale en mois, 31 mars 2008	21	19	73	20	4
Durée maximale en mois, 31 décembre 2007	24	12	76	23	2

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les valeurs des actifs et passifs de gestion du risque liés aux opérations sur les produits non énergétiques figurant aux bilans consolidés sont comme suit :

Aux	31 mars 2008			31 déc. 2007
	Couvertures	Autres que couvertures	Total	Total lié aux opérations sur les produits non énergétiques
Solde - Autres				
Actifs de gestion du risque				
À court terme	27 \$	- \$	27 \$	59 \$
À long terme	74	-	74	126
Passifs de gestion du risque				
À court terme	(21)	(1)	(22)	(18)
À long terme	(8)	(16)	(24)	(12)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	72 \$	(17) \$	55 \$	155 \$

Le tableau suivant illustre l'incidence de l'adoption des nouvelles normes sur les instruments financiers et les variations de juste valeur des autres actifs et passifs nets de gestion du risque de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours des trois mois terminés le 31 mars 2008 :

	Couvertures			Autres que couvertures			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 déc. 2007	- \$	168 \$	- \$	- \$	(13) \$	- \$	- \$	155 \$	- \$
Variations de la valeur liquidative attribuables aux :									
Variations du marché	-	(52)	-	-	(4)	-	-	(56)	-
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	-	6	-	-	-	-	-	6	-
Contrats réglés au cours de la période	-	(50)	-	-	-	-	-	(50)	-
Comptabilité de couverture abandonnée sur certains contrats	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Variation des taux de change	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferts au/du niveau III	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 mars 2008	- \$	72 \$	- \$	- \$	(17) \$	- \$	- \$	55 \$	- \$

Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs dans la mesure où les opérations ont été réglées au cours de la période ou qu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures demeurent efficaces et répondent aux conditions d'application de 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 ou jusqu'à la réduction de l'investissement net.

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

		2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(8) \$	61 \$	9 \$	8 \$	(6) \$	8 \$	72 \$
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Autres que couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	- \$	(17) \$	- \$	- \$	- \$	- \$	(17) \$
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Total	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(8) \$	44 \$	9 \$	8 \$	(6) \$	8 \$	55 \$
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Grand total	(8) \$	44 \$	9 \$	8 \$	(6) \$	8 \$	55 \$	

Gestion du risque de crédit

La société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties de respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de conclure ceux-ci. La société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des opérations liés aux produits de base, la société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec la contrepartie. TransAlta est exposée à un risque de crédit minimal pour les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») de l'Alberta, car toutes les créances sont en grande partie garanties par des lettres de crédit.

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des montages et des opérations liés aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, au 31 mars 2008 était de 17 millions de dollars (6 millions de dollars en 2007).

4. ACTIVITÉS DE COUVERTURE

Des instruments financiers dérivés et non dérivés sont utilisés afin de gérer le risque à l'égard des intérêts, des prix des produits de base, des devises, du crédit et des autres risques du marché. Lorsque les instruments dérivés sont utilisés afin de gérer ses propres risques, la société établit pour chaque instrument dérivé si la comptabilité de couverture est admissible. Si c'est le cas et si la société choisit d'appliquer la comptabilité de couverture, 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 investissement 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 de 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

Les swaps de taux d'intérêt sont utilisés afin de couvrir l'exposition aux variations de juste valeur d'un instrument à taux d'intérêt fixe occasionnées par les variations des taux d'intérêt. Des contrats de change sont également utilisés afin de couvrir les actifs et passifs libellés en devises.

Aucune tranche inefficace des couvertures de juste valeur n'a été comptabilisée pour les trois mois terminés les 31 mars 2008 et 31 mars 2007.

Couvertures de flux de trésorerie

Des contrats de vente et d'achat à terme, ainsi que des contrats de change, sont utilisés 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 les trois mois terminés le 31 mars 2008, une perte latente avant impôts et taxes de 229 millions de dollars (perte latente avant impôts et taxes de 127 millions de dollars au 31 mars 2007) a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu pour la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 17 millions de dollars (8 millions de dollars au 31 mars 2007) relatif aux montants liés précédemment aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net. Aucun gain latent ni perte latente net n'a été comptabilisé au titre de la tranche inefficace.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 161 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu aux autres éléments du résultat étendu. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations des éléments qui précèdent. La direction n'est donc pas en mesure de prévoir les montants réels qui seront défalqués du cumul des autres éléments du résultat étendu pour être portés ou imputés en résultat net (positifs ou négatifs) au cours des 12 prochains mois. Ces contrats ont une durée maximale de cinq ans.

Couvertures de l'investissement net

Les contrats de change et les passifs libellés en devises sont utilisés afin de gérer le risque de change sur l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes de la société ayant une monnaie de fonctionnement autre que le dollar canadien. Des charges libellées en devises sont également utilisées pour aider à gérer le risque de change sur les bénéfices tirés des établissements étrangers autonomes.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la perte nette après impôts et taxes de 5 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 mars 2007) liée à l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, 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 :

Aux	31 mars 2008				31 déc. 2007	
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de l'investissement net	Non désigné dans une relation de couverture	Total	Total
Actifs financiers						
Instruments dérivés	8 \$	30 \$	81 \$	73 \$	192 \$	215 \$
Passifs financiers						
Instruments dérivés	- \$	(512) \$	(9) \$	(76) \$	(597) \$	(309) \$

La dette libellée en dollars américains ayant une valeur nominale de 600 millions de dollars américains a été désignée dans le cadre de la couverture des comptes des établissements étrangers autonomes de TransAlta.

5. STOCKS

Les stocks représentent le charbon et le gaz naturel qui sont évalués au coût ou à la valeur de réalisation nette, selon le moindre des deux montants. Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2008	31 déc. 2007
Charbon	32 \$	23 \$
Gaz naturel	5	7
Crédits d'émission achetés	1	-
Total	38 \$	30 \$

La variation des stocks est présentée ci-dessous :

Solde au 31 décembre 2007	30 \$
Ajouts	7
Variation des taux de change	1
Solde au 31 mars 2008	38 \$

Aucun stock n'a été donné en nantissement à l'égard de passifs.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, aucun stock n'a subi de dépréciation par rapport à sa valeur comptable, et aucune moins-value n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans les bénéfices.

6. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions se composent principalement 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. Si 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.

La variation des liquidités soumises à restrictions est présentée ci-dessous :

Solde au 31 décembre 2007	242 \$
Variation des taux de change	11
Montant remboursé à TransAlta	(3)
Solde au 31 mars 2008	250 \$

7. PLACEMENTS

Les placements représentent principalement l'investissement de TransAlta dans les activités mexicaines en propriété exclusive de la société. Selon la note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'ICCA, les activités d'exploitation mexicaines de TransAlta sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Le 20 février 2008, TransAlta a annoncé la vente des activités mexicaines à InterGen pour 303,5 millions de dollars américains. L'opération est assujettie aux approbations réglementaires au Mexique et aux conditions de clôture de l'opération et devrait être conclue d'ici la fin du deuxième trimestre de 2008. TransAlta a constaté une imputation à la quote-part du bénéfice de sociétés satellites pour les trois mois terminés le 31 mars 2008 de 97 millions de dollars avant impôts et taxes (65 millions de dollars après impôts et taxes) afin de refléter l'écart entre la valeur comptable et le prix de vente de cette filiale.

Les changements au titre des placements sont présentés ci-dessous :

Solde d'ouverture au 31 décembre 2007	125 \$
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(97)
Divers	(2)
Solde de fermeture au 31 mars 2008	26 \$

8. ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE VENDUS

Au cours du premier trimestre, le matériel minier d'une valeur comptable nette de 2 millions de dollars lié à la cessation des activités minières à la mine de charbon Centralia a été vendu pour un produit de 7 millions de dollars; le reste du matériel minier et du matériel de restauration a été reclassé dans les immobilisations corporelles parce qu'il est conservé pour les activités de restauration.

9. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Encours	31 mars 2008			31 décembre 2007		
	Valeur comptable	Coût	Intérêt ¹	Valeur comptable	Coût	Intérêt ¹
Débetures, échéant de 2008 à 2033	954 \$	946 \$	6,5 %	956 \$	946 \$	6,5 %
Billets de premier rang de 600 millions \$ US	616	610	6,3 %	588	586	6,3 %
Dette sans recours	250	250	7,4 %	242	242	7,4 %
Billets à payer - centrale de Windsor	41	41	7,4 %	43	43	7,4 %
Obligation liée à un emprunt commercial	30	30	5,9 %	30	30	5,9 %
	1 891	1 877		1 859	1 847	
Moins : tranche échéant à moins d'un an	(153)	(153)		(154)	(154)	
Total de la dette à long terme	1 738 \$	1 724 \$		1 705 \$	1 693 \$	

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

La société a converti le taux d'intérêt fixe de sa dette, à un taux de 6,9 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt fixes-variables. Les swaps de taux d'intérêt arrivent à échéance en 2011.

Intérêts débiteurs

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	32 \$	39 \$
Intérêts sur la dette à court terme	10	7
Intérêts débiteurs	(5)	(8)
Intérêts capitalisés	(4)	(1)
Intérêts débiteurs nets	33 \$	37 \$

La société capitalise l'intérêt au cours de la construction des projets d'immobilisations à long terme.

10. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

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 2007	276 \$
Passifs contractés pendant la période	1
Passifs réglés au cours de la période	(4)
Charge de désactualisation	5
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	1
Variation des taux de change	4
	283 \$
Moins tranche échéant à moins d'un an	(44)
Solde au 31 mars 2008	239 \$

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 créance à long terme.

11. 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 2008, la société avait 199,4 millions d'actions ordinaires (200,9 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2007) émises et en circulation. Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2008, 0,4 million d'actions (0,2 million d'actions en 2007) ont été émises pour un produit de 11 millions de dollars (5 millions de dollars en 2007).

Au cours du premier trimestre de 2008, 1,9 million d'actions ont été annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

B. Options sur actions

Le 1^{er} mars 2008, 0,9 million d'options sur actions ont été attribuées à un prix d'exercice de 35,11 \$ à la Bourse de Toronto («TSX») pour les employés canadiens et de 35,60 \$ US à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquièrent par tranches égales sur quatre ans à compter du 1^{er} mars 2009 et arrivent à échéance après dix ans.

Au 31 mars 2008, la société avait attribué 1,9 million d'options sur actions toujours en cours à des employés (1,2 million au 31 décembre 2007). Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,81 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,2 million d'actions.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2007, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 16,00 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,1 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 16,70 \$.

12. CAPITAUX PROPRES

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2007	1 781	763	(245)	2 299
Bénéfice net pour les trois mois terminés le 31 mars 2007	-	33	-	33
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	11	(54)	-	(43)
Actions acquises en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	(17)	(43)	-	(60)
Pertes à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes	-	-	(5)	(5)
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	-	-	(149)	(149)
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan et au bénéfice net de la période considérée	-	-	14	14
Solde au 31 mars 2008	1 775 \$	699 \$	(385) \$	2 089 \$

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le 11 septembre 2007, TransAlta a annoncé le prolongement de son offre publique de rachat dans le cours normal des affaires. La société peut racheter jusqu'à 20 millions de dollars de ses actions ordinaires ou environ 10 % des 202 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2007 à des fins d'annulation. Le programme de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires a démarré le 3 mai 2007 et se poursuivra jusqu'au 2 mai 2008, date à laquelle TransAlta a l'intention de renouveler ce programme. Les rachats ont été effectués librement à la Bourse de Toronto selon la valeur du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, TransAlta a acheté 1 908 900 actions au prix moyen de 31,43 \$ l'action. Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action (8,95 \$ l'action), entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 43 millions de dollars. En raison de la date des paiements pour le rachat des actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, 53 millions de dollars ont été versés en avril 2008.

Trois mois terminés le 31 mars 2008

Total des actions acquises	1 908 900
Prix d'acquisition moyen par action	31,43 \$
Total des coûts	60
Valeur comptable moyenne pondérée d'actions annulées	17
Réduction des bénéfices non répartis	43

13. CAPITAL

Les composantes du capital de TransAlta sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	31 mars 2008	31 déc. 2007	Augmentation/ (diminution)
Dette à court terme incluant la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme	739 \$	805 \$	(66) \$
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(58)	(51)	(7)
	681	754	(73)
Dette à long terme			
Avec recours	1 520	1 496	24
Sans recours	218	209	9
Participations sans contrôle	495	496	(1)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires			
Actions ordinaires	1 775	1 781	(6)
Bénéfices non répartis	699	763	(64)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(385)	(245)	(140)
	4 322	4 500	(178)
Total du capital	5 003 \$	5 254 \$	(251) \$

Les objectifs et la stratégie de gestion du capital de TransAlta sont demeurés inchangés par rapport au 31 décembre 2007.

TransAlta assure un suivi à l'égard de ratios du capital clés semblables à ceux utilisés par les principales agences de notation. Bien que ces ratios ne soient pas publiquement disponibles auprès des agences de notation, la direction de TransAlta a établi ces ratios et gère son capital conformément à ces attentes :

	31 mars 2008	31 déc. 2007	Cible
Flux de trésorerie / intérêt (multiple)	6,8	6,6	Minimum de 4
Flux de trésorerie / total de la dette (%)	32,4	30,7	Minimum de 25
Dette / capital investi (%)	48,4	46,8	Maximum de 55

TransAlta s'assure également de la disponibilité de fonds et d'emprunts suffisants pour financer les activités, verser les dividendes et investir dans les immobilisations.

Ces montants totaux sont présentés dans le tableau ci-après :

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007	Augmentation/ (diminution)
Flux de trésorerie d'exploitation	237 \$	331 \$	(94) \$
Dividendes versés	(51)	(54)	3
Dépenses en immobilisations	(150)	(54)	(96)
Rentrées de fonds nettes	36 \$	223 \$	(187) \$

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, la diminution du total des flux de trésorerie nets tient surtout aux dépenses en immobilisations plus élevées liées à la croissance et aux variations moins favorables du fonds de roulement.

Les modalités et conditions financières des débiteures et facilités de crédit de la société n'ont pas changé.

14. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

En août 2006, TransAlta a conclu une entente avec CE Gen, société sous contrôle commun de TransAlta et de MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle TransAlta achète l'électricité disponible auprès 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, TransAlta Cogeneration, L.P. («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 des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas 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.

15. 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 et l'existence de garanties d'assurance pertinentes. Bien qu'il ne puisse y avoir de garantie quant à l'issue favorable des réclamations pour la société, celle-ci estime que l'issue de ces réclamations ou des réclamations éventuelles dont elle est au courant actuellement n'aura pas d'incidence négative importante à son égard, dans l'ensemble.

16. ENGAGEMENTS

Le 13 février 2008, TransAlta a annoncé son projet de conception, de construction et d'exploitation de Blue Trail, un projet d'énergie éolienne de 66 MW dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 115 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débuter au cours du quatrième trimestre de 2009.

Le 21 juin 2007, TransAlta Utilities Corporation («TAU») a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. portant sur l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3. Les coûts d'achat totaux de cette pelle mécanique comprennent environ 121 millions de dollars pour l'achat de l'équipement, et une somme additionnelle de 29 millions de dollars pour l'assemblage et la mise en service de la pelle, pour un total d'environ 150 millions de dollars, les paiements finaux pour des biens et services étant exigibles en mai 2010. Les paiements totaux en vertu de cette entente se sont établis à 21 millions de dollars au cours des trois mois terminés le 31 mars 2008.

Les coûts de construction de la centrale de Keephills 3, pour la société en commandite de Keephills 3, sont estimés à environ 1,6 milliard de dollars, les derniers paiements pour des biens et services étant exigibles en 2011. La quote-part de TransAlta est d'environ 800 millions de dollars.

Le 19 janvier 2007, TransAlta a annoncé la signature d'un contrat de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick («Énergie Nouveau-Brunswick») visant la livraison de 75 MW d'énergie éolienne. TransAlta construira, détendra et exploitera une centrale d'énergie éolienne au Nouveau-Brunswick («Kent Hills»). Les activités commerciales devraient débuter d'ici la fin de 2008. Le 17 juillet 2007, TransAlta a modifié le contrat d'achat d'électricité avec Énergie Nouveau-Brunswick afin de faire passer la capacité de 75 MW à 96 MW. Le total des coûts en capital du projet de parc éolien de Kent Hills sera d'environ 170 millions de dollars. Pour les trois mois terminés le 31 mars 2008, les capitaux dépensés pour le projet de parc éolien de Kent Hills

ont totalisé 4 millions de dollars (29 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007) et le total des dépenses en immobilisations pour le reste de l'exercice s'est établi à environ 137 millions de dollars. TransAlta a également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers Inc., portant sur son parc éolien de Fairfield Hill. En vertu du contrat d'achat-vente, TransAlta a acquis le site du parc éolien de Fairfield Hill de Canadian Hydro, y compris l'option d'aménager l'endroit à une date ultérieure, pour 1 million de dollars. Natural Forces Technologies Inc. détient une option d'acquisition d'une participation pouvant atteindre 17 % dans le projet Kent Hills dans les 180 jours suivant son achèvement.

17. 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 loi intitulée *Federal Power Act* («FPA»), la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a fixé à environ 46 millions de dollars américains l'obligation de remboursement de TransAlta pour les 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 du 2 octobre 2000 au 20 juin 2001 (les «opérations de remboursement principales»). TransAlta a constitué une provision de 46 millions de dollars américains 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^{er} décembre 2006, TransAlta a demandé une nouvelle audience concernant le refus de la FERC. Le 24 août 2007, la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit a accueilli l'appel. TransAlta a demandé une nouvelle audience, mais la FERC doit toujours rendre sa décision à cet égard qui ne devrait pas être rendue dans un avenir prochain.

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 du 1^{er} mai au 1^{er} 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. La cour du Ninth Circuit a maintenu que l'approbation par la FERC des tarifs axés sur le marché dans le cadre de ces procédures respectait la FPA, mais que la FERC s'était trompée en refusant les remboursements, en invoquant qu'elle ne disposait pas de l'autorité d'ordonner des remboursements pour la violation de l'exigence au titre des rapports à fournir et a renvoyé la cause aux fins de procédures additionnelles. La cour n'a pas ordonné de remboursement, laissant la FERC étudier les mesures correctives appropriées.

Le 21 mars 2008, la FERC a publié une ordonnance au renvoi établissant une audience pour lesdits remboursements devant un juge de l'ordre administratif afin de déterminer si le vendeur d'un service public avait violé l'exigence de soumettre un rapport trimestriel sur les tarifs axés sur le marché de la FERC en n'indiquant pas une hausse de la part de marché suffisante permettant d'exercer un pouvoir sur le marché et en imputant ainsi des tarifs axés sur le marché inéquitables et déraisonnables en Californie au cours de la période 2000-2001.

À l'heure actuelle, TransAlta ne croit pas que les parties de la Californie réussiront à obtenir les remboursements demandés pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. TransAlta n'a pas constitué de provision au titre de ces remboursements à ce jour.

18. GARANTIES

A. Lettres de crédit

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties qui sont exposées au risque de crédit de certaines filiales. Si la société ou sa filiale ne règlent pas les montants à payer en vertu du contrat, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, laquelle fera une demande de règlement auprès de la société ayant émis la lettre de crédit. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent au bilan consolidé. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Le total des lettres de crédit en cours au 31 mars 2008 s'établissait à

575 millions de dollars (550 millions de dollars au 31 décembre 2007), et aucun montant (néant au 31 décembre 2007) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

Les lettres de crédit de TransAlta ne comprennent pas de dispositions de recours, et la société ne détient aucun actif à titre de nantissement relativement aux garanties émises.

B. Autres instruments de soutien au crédit

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 d'obliger la société ou toute autre filiale nommée à racheter des créances de premier rang de la société ou de toute filiale nommée. Les obligations financières auxquelles renvoie ce contrat ont été présentées dans le bilan consolidé et comprennent également des prêts de 240 millions de dollars américains au 31 mars 2008 (243 millions de dollars américains au 31 décembre 2007) consentis à des filiales de la société. La valeur comptable au 31 mars 2008 s'établissait à néant (néant au 31 décembre 2007).

19. INFORMATIONS SECTORIELLES

I. Chaque secteur d'activité est responsable de ses propres résultats d'exploitation, exprimés en termes de bénéfice d'exploitation.

Trois mois terminés le 31 mars 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	788 \$	15 \$	- \$	803 \$
Combustible et achats d'électricité	(370)	-	-	(370)
Marge brute	418	15	-	433
Exploitation, entretien et administration	100	10	25	135
Amortissement	100	-	4	104
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Charges d'exploitation	212	3	29	244
Bénéfice (perte) d'exploitation	206 \$	12 \$	(29) \$	189 \$
Perte de change				(1)
Gain sur la vente de matériel (note 8)				5
Intérêts débiteurs nets (note 9)				(33)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(97)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				63 \$

Trois mois terminés le 31 mars 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	658 \$	11 \$	- \$	669 \$
Combustible et achats d'électricité	(291)	-	-	(291)
Marge brute	367	11	-	378
Exploitation, entretien et administration	103	9	23	135
Amortissement	96	-	3	99
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	-	-	6
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Charges d'exploitation	212	2	26	240
Bénéfice (perte) d'exploitation	155 \$	9 \$	(26) \$	138 \$
Intérêts débiteurs nets (note 9)				(37)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(9)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				92 \$

II. Principales informations du bilan

Au 31 mars 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Écart d'acquisition	98 \$	30 \$	- \$	128 \$
Total de l'actif sectoriel	5 969 \$	258 \$	995 \$	7 222 \$

Au 31 décembre 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Écart d'acquisition	95 \$	30 \$	- \$	125 \$
Total de l'actif sectoriel	5 950 \$	147 \$	1 082 \$	7 179 \$

Une hausse des taux de change a entraîné une variation de 3 millions de dollars de l'écart d'acquisition. Une tranche de l'écart d'acquisition est liée à CE Gen et est, par conséquent, libellée en dollars américains. La variation des taux de change liée à la conversion des comptes des établissements étrangers autonomes n'a pas d'incidence sur le bénéfice, et l'écart de conversion négatif est reflété dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

III. Principales informations sur les flux de trésorerie

Trois mois terminés le 31 mars 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	148 \$	1 \$	1 \$	150 \$

Trois mois terminés le 31 mars 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	50 \$	1 \$	3 \$	54 \$

IV. Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie

Le rapprochement entre la dotation aux amortissements des états des résultats et des états des flux de trésorerie est présenté dans le tableau qui suit :

Trois mois terminés les 31 mars	2008	2007
Dotation aux amortissement des secteurs isolables	104 \$	99 \$
Amortissement du matériel d'exploitation minière, y compris le combustible et les achats d'électricité	8	7
Charge de désactualisation, y compris la dotation aux amortissements	(5)	(6)
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie	107 \$	100 \$

20. 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 revenus annuels excèdent la limite canadienne en matière d'impôts sur les bénéficiaires. 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 :

	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trois mois terminés le 31 mars 2008				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	- \$	1 \$	2 \$
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Amortissement de l'obligation (de l'actif) transitoire net(te)	(2)	-	-	(2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2)	1	1	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	5	-	-	5
Charge nette	3 \$	1 \$	1 \$	5 \$
Trois mois terminés le 31 mars 2007				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	- \$	1 \$	2 \$
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Amortissement de l'obligation (de l'actif) transitoire net(te)	(2)	-	-	(2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2)	1	1	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	6	-	-	6
Charge nette	4 \$	1 \$	1 \$	6 \$

21. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Le 21 avril 2008, TransAlta a annoncé un accroissement de 53 MW de la capacité nominale à la centrale de Sundance de TransAlta. Le coût en capital total du projet est estimé à 70 millions de dollars, les activités commerciales devant démarrer à la fin de 2009.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(Annualisé)		31 mars 2008	31 déc. 2007
Cours de clôture		31,93 \$	33,35 \$
Fourchette des prix (12 derniers mois)	Haut	35,42 \$	34,00 \$
	Bas	30,33 \$	23,76 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		48,4 %	46,8 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		45,6 %	44,2 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		12,9 %	13,1 %
Rendement du capital investi		9,3 %	9,8 %
Rendement comparable du capital investi		11,5 %	9,7 %
Valeur comptable par action		10,39 \$	11,39 \$
Dividendes en espèces par action		1,02 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiple)		23.3 x	21.8 x
Couverture par les bénéfices		3.0 x	3.3 x
Ratio dividende / bénéfice		74,6 %	65,6 %
Couverture des dividendes (multiple)		3.7 x	4.2 x
Rendement des actions		3,2 %	3,0 %
Flux de trésorerie / dette		32,4 %	30,7 %

Formules des ratios

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

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

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

Rendement du capital investi comparable = bénéfice comparable avant participations sans contrôle et 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

Couverture par les bénéfices = (bénéfice net + impôt sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets + intérêts capitalisés)

Flux de trésorerie / dette = flux de trésorerie d'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 sur les 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/MWh, d'une quantité d'énergie thermique nécessaire pour produire de l'électricité.

Mégawatt (MW) – 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 gaz naturel, 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

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

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Michael Lawrence
Conseiller principal, Relations avec les médias

Téléphone

403-267-7330

Courriel

media_relations@transalta.com

Investisseurs

Jennifer Pierce, MA, MBA
Directrice, 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