

## RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la page 26 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 2009 et 2008 et pour les trimestres terminés à ces dates ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2008. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les 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 28 avril 2009. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Expansion de l'entreprise et commercialisation. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services environnementaux, des services de santé et de sécurité, des services de développement durable, des services de communications, des services de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologie de l'information, des services de gestion du risque, 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 libellés 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 statistiques :

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
Disponibilité (%)	86,4	91,8
Production (GWh)	12 173	13 226
Produits	756	803
Marge brute <sup>1</sup>	381	433
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	85	189
Bénéfice net	42	33
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,21	0,17
Résultat par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	0,18	0,50
Flux de trésorerie d'exploitation	83	237
Flux de trésorerie disponibles <sup>1</sup>	(64)	(31)
Dividendes en espèces déclarés par action	0,29	0,27

<sup>1</sup> La marge brute, le bénéfice d'exploitation, le bénéfice aux fins de comparaison et les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 23 du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'informations sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation.

	Au 31 mars 2009	Au 31 déc. 2008
Total de l'actif	7 878	7 815
Total des passifs financiers à long terme	3 210	3 193

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 a diminué à 86,4 % en regard de 91,8 % pour la période correspondante de 2008 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancée par la baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La production pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 a reculé de 1 053 gigawattheures («GWh») par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie atténuée par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

## BÉNÉFICE NET

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trois mois terminés les 31 mars
Bénéfice net de 2008	33
Diminution des marges brutes du secteur Production	(50)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	(2)
Augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(39)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(13)
Diminution de la quote-part de la perte de sociétés satellites	97
Diminution de la charge d'impôts	10
Divers	6
<b>Bénéfice net de 2009</b>	<b>42</b>

Les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations de la valeur du marché, ont régressé pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 comparativement à la période correspondante de 2008 en raison d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une hausse des coûts du charbon, en partie compensées par des taux de change favorables.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2008 surtout à cause du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et des taux de change défavorables.

La dotation aux amortissements pour le trimestre terminé le 31 mars 2009 s'est accrue en regard de la période correspondante de 2008, à cause de la mise hors service de certains actifs au cours de l'entretien planifié et des taux de change défavorables.

Au cours du premier trimestre de 2008, une quote-part de la perte des sociétés satellites de 97 millions de dollars a été comptabilisée afin de refléter la réduction de valeur de notre placement au Mexique qui a été vendu au quatrième trimestre du même exercice.

La charge d'impôts a diminué pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes en 2009, compensée en partie par le recouvrement d'impôts sur la réduction de valeur de notre placement au Mexique en 2008.

## **FLUX DE TRÉSORERIE**

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 ont diminué de 154 millions de dollars par suite d'une baisse du bénéfice au comptant et des variations défavorables du fonds de roulement surtout dues à la réception des paiements de quatre contrats d'achat d'électricité («CAÉ») au premier trimestre de 2008 comparativement à trois en 2009.

Les flux de trésorerie disponibles pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 ont reculé par rapport à la période correspondante de 2008 surtout en raison de la baisse du bénéfice au comptant.

## **ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS**

### **Trois mois terminés le 31 mars 2009**

#### **Captage et stockage du carbone**

Le 26 mars 2009, le gouvernement du Canada a annoncé que huit projets de captage et de stockage du carbone («CSC») dans l'ouest du Canada se partageront un financement de 140 millions de dollars dans le cadre de son Initiative écoÉnergie sur la technologie, qui a été entreprise afin de mettre au point des technologies qui permettront de réduire les émissions de dioxyde de carbone résultant de la production d'énergie. La quote-part de ce financement pour *Project Pioneer*, notre premier projet de CSC entièrement intégré au Canada, est estimée entre 20 millions de dollars et 30 millions de dollars.

Le 27 janvier 2009, le gouvernement du Canada a annoncé un financement supplémentaire de 850 millions de dollars destiné à la mise au point des technologies de CSC. L'incidence de cette annonce sur TransAlta ne peut être raisonnablement évaluée à l'heure actuelle, étant donné que l'information à l'égard de l'utilisation, du calendrier de distribution et des bénéficiaires des fonds n'a pas encore été clarifiée par le gouvernement.

### **Réduction de la capacité nominale de l'unité 4 de la centrale de Sundance**

Le 10 février 2009, nous avons annoncé qu'une réduction prolongée de la capacité nominale de l'unité 4 de notre centrale de Sundance («unité 4») aurait une incidence financière sur les résultats du premier trimestre. La centrale a connu une interruption non planifiée en décembre 2008 en raison de la défaillance du ventilateur de tirage induit. À cette date, la capacité de 406 mégawatts («MW») de l'unité 4 a été réduite à environ 205 MW. La réparation des composantes du ventilateur de tirage induit par le fabricant original de l'équipement a été plus longue que prévu; par conséquent, l'unité 4 n'a pu reprendre pleinement ses activités avant le 23 février 2009. Par suite de la réduction prolongée de la capacité nominale, la production et le bénéfice net du premier trimestre ont diminué respectivement de 328 GWh et 17 millions de dollars, représentant les pénalités encourues dans le cadre du CAÉ de l'unité 4 et la perte de produits marchands.

Compte tenu de cet événement, nous avons remis un avis de cas de force majeure à faible probabilité et à impact élevé à l'acheteur du CAÉ et au Balancing Pool qui, s'il est bien reçu, mettra la société à l'abri d'une perte financière et des pénalités connexes liées à la capacité de production. Ces pénalités que nous désirons recouvrer dans le bénéfice net devraient atteindre 14 millions de dollars, même si rien ne garantit la date ou le montant du recouvrement. Comme l'exigent les normes comptables appropriées, nous avons présenté une provision après impôts et taxes de 7 millions de dollars visant 50 % du total des recouvrements éventuels liés à ce cas.

### **Accroissement de la capacité nominale aux unités 1 et 2 de Keephills**

Le 29 janvier 2009, nous avons annoncé un accroissement de 46 MW (23 MW par unité) de la capacité nominale à l'unité 1 et à l'unité 2 de notre centrale de Keephills. Le total du coût en capital du projet est estimé à 68 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu respectivement pour la fin de 2011 et de 2012.

### **Accroissement des dividendes**

Le 28 janvier 2009, notre conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,29 \$ par action sur les actions ordinaires, une hausse de 0,02 \$ par action qui représentera, sur une base annuelle, un rendement de 1,16 \$ par action contre 1,08 \$ par action en 2008.

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

### **Chef de l'exploitation**

Le 28 avril 2009, nous avons annoncé la nomination de M<sup>me</sup> Dawn Farrell au poste de chef de l'exploitation. Ce changement améliorera l'orientation opérationnelle de TransAlta, entraînera un accroissement du rendement et favorisera l'intégration des projets de croissance de la société avec les activités existantes. Dans son nouveau rôle, M<sup>me</sup> Farrell dirigera les activités d'exploitation, d'ingénierie, de technologie et d'approvisionnement ainsi que les activités commerciales de TransAlta. Avant cette nomination, M<sup>me</sup> Farrell était vice-présidente à la direction, Expansion de l'entreprise et commercialisation.

En outre, M. Richard Langhammer, vice-président à la direction, Production, remplira également les fonctions de chef de la productivité pour le reste de 2009. Il sera chargé d'identifier les stratégies pour réaliser des économies durables de coûts à la grandeur de la société. Plus tôt cette année, M. Langhammer a annoncé qu'il prenait sa retraite; il partira officiellement à la fin de 2009 après 23 ans de service.

## Projet d'énergie éolienne d'Ardenville

Le 28 avril 2009, nous avons annoncé la conception, la construction et l'exploitation d'Ardenville, un projet d'énergie éolienne de 72 MW dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 135 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débiter au cours du premier trimestre de 2011.

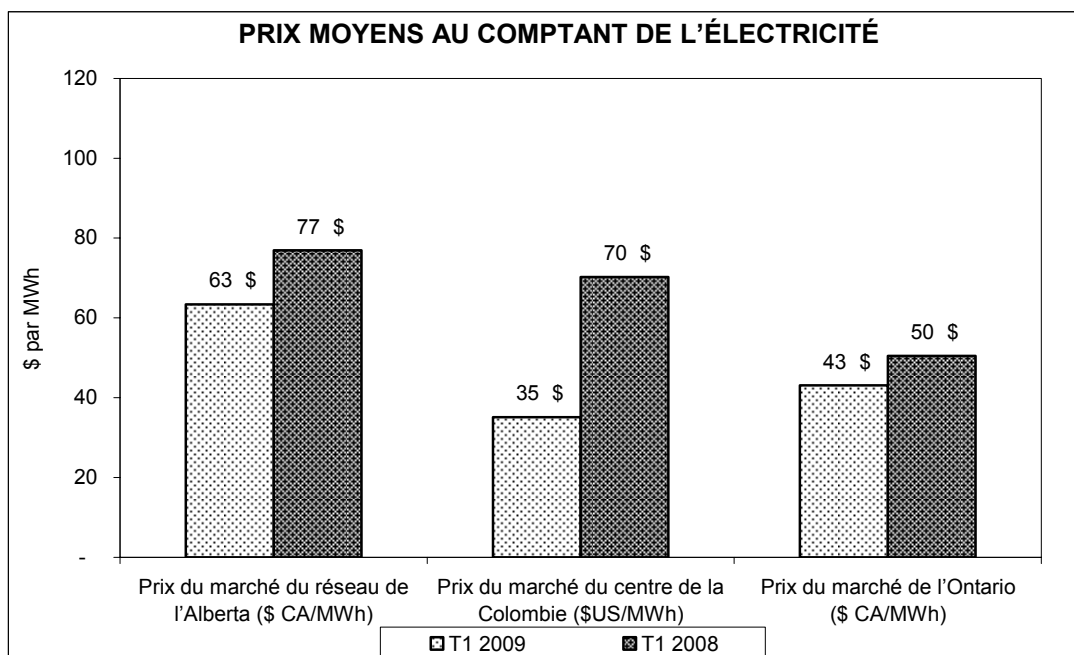
## CONTEXTE D'AFFAIRES

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 et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter à notre rapport annuel de 2008. Les principales caractéristiques de ces marchés sont décrites ci-après.

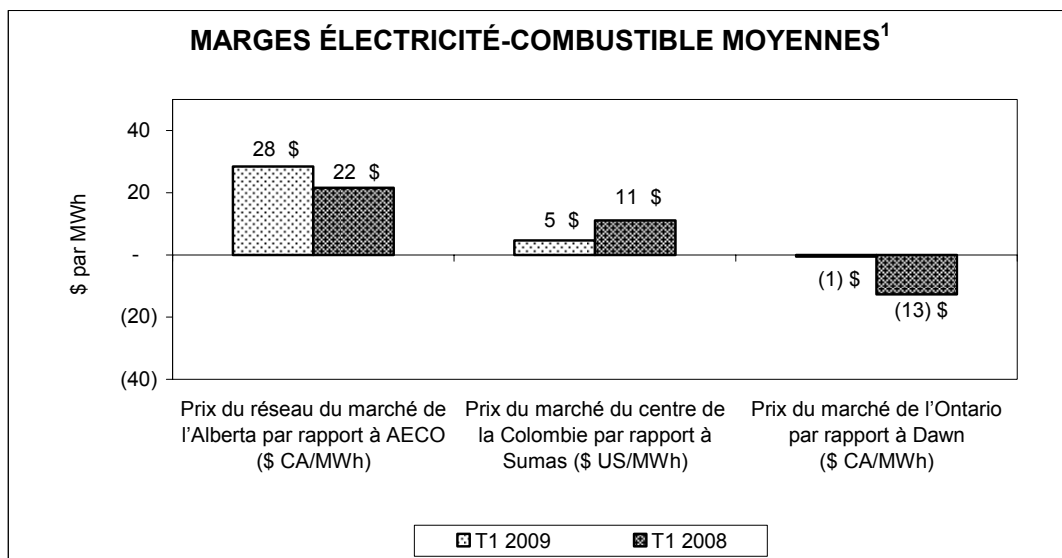
### Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la page 21 du rapport annuel de 2008 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour le premier trimestre de 2009 et de 2008 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Au cours du premier trimestre de 2009, les prix au comptant ont diminué en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario par rapport à la même période de 2008. Même si la demande a été conforme aux niveaux du premier trimestre de 2008, les prix de l'électricité en Alberta ont diminué en raison d'une baisse des prix du gaz naturel. Les prix de l'électricité ont reculé dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario en raison d'une baisse des prix du gaz naturel et d'une diminution de la demande d'électricité. La manière dont nos actifs contractuels et nos activités de couverture nous aideront à réduire l'incidence des variations de prix sur nos résultats est décrite plus en détail à la page 17 du présent rapport de gestion.



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

Les marges électricité-combustible ont augmenté en Alberta et en Ontario, tout en diminuant dans la région du nord-ouest du Pacifique pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 en regard de la même période en 2008. L'accroissement des marges combustible-électricité en Alberta et en Ontario découle du fait que le recul des prix de l'électricité a été moins marqué que celui des prix du gaz naturel. Les marges combustible-électricité ont diminué dans la région du nord-ouest du Pacifique, car les prix de l'électricité ont baissé davantage que ceux du gaz naturel et la demande d'électricité a connu un fléchissement.

## ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

**PRODUCTION :** Ce secteur exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales alimentées au charbon et au gaz naturel 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 2008). Au 31 mars 2009, le secteur Production affichait une capacité<sup>1</sup> de production brute en exploitation de 8 383 MW (participation nette de 7 976 MW) et une capacité de production nette de 456 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, consulter la page 18 du rapport annuel de 2008.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 31 mars	2009		2008	
	Total	Par MWh <sup>1</sup> installé	Total	Par MWh <sup>1</sup> installé
Produits	741	40,92	788	42,78
Combustible et achats d'électricité	(375)	(20,71)	(370)	(20,09)
Marge brute	366	20,21	418	22,70
Exploitation, entretien et administration	146	8,06	100	5,43
Amortissement	111	6,13	100	5,43
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	0,28	5	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	8	0,44	7	0,38
Charges d'exploitation	270	14,91	212	11,51
Bénéfice d'exploitation	96	5,30	206	11,19
Capacité installée (GWh)	18 107		18 418	
Production (GWh)	12 173		13 226	
Disponibilité (%)	86,4		91,8	

### 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 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats		Produits par d'électricité par		Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>	
			Produits d'électricité	Marge brute	MWh installé <sup>1</sup>	MWh installé <sup>1</sup>		
Ouest du Canada	7 530	11 280	273	105	168	24,20	9,31	14,89
Est du Canada	993	1 827	118	73	45	64,59	39,96	24,63
International	3 650	5 000	350	197	153	70,00	39,40	30,60
	12 173	18 107	741	375	366	40,92	20,71	20,21

Trois mois terminés le 31 mars 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Combustible et achats		Produits par d'électricité par		Marge brute par MWh installé <sup>1</sup>	
			Produits d'électricité	Marge brute	MWh installé <sup>1</sup>	MWh installé <sup>1</sup>		
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

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

## Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la page 38 de notre rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest.

La variation de la production pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars (GWh)
Production de 2008	8 758
Hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(586)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(480)
Calendrier des interruptions planifiées à Sheerness	(121)
Divers	(41)
<b>Production de 2009</b>	<b>7 530</b>

La variation de la marge brute pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars
Marge brute de 2008	239
Hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(38)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(27)
Calendrier des interruptions planifiées à Sheerness	(7)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	4
Hausse des coûts du charbon	(6)
Divers	3
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>168</b>

## Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent quatre centrales alimentées au gaz naturel et un parc éolien. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

La production pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 a augmenté de 104 GWh, surtout à cause de la mise en service de Kent Hills et d'une hausse de la consommation spécifique de chaleur sur le marché à Sarnia.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2009, les marges se sont accrues de 3 millions de dollars, essentiellement par suite de la mise en service de Kent Hills.

## International

Nos actifs du secteur International comprennent des actifs des centrales alimentées au gaz naturel 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 2008 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.



La variation de la production pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars
	(GWh)
Production de 2008	3 579
Diminution des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	152
Diminution des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	145
Acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	(115)
Baisse de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	(109)
Divers	(2)
<b>Production de 2009</b>	<b>3 650</b>

La variation de la marge brute pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 mars
Marge brute de 2008	137
Augmentation de la production à la centrale thermique de Centralia	5
Établissement de prix contractuels favorables	20
Taux de change favorables	27
Augmentation des coûts du charbon	(10)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	(6)
Règlements commerciaux favorables en 2008	(14)
Divers	(6)
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>153</b>

#### **Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration**

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 se sont accrus comparativement à la période correspondante de 2008, surtout en raison du plus grand nombre d'interruptions planifiées, des taux de change défavorables et du calendrier des frais d'entretien courant.

#### **Dotation aux amortissements**

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 a augmenté en regard de la même période de 2008, en raison de la mise hors service de certains actifs au cours des activités d'entretien planifié et des taux de change défavorables.

**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 d'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 ayant recours à 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 plus approfondie de nos opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la page 40 du rapport annuel de 2008.

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

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
Marge brute	15	15
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	10
Amortissement	1	-
Répartition des coûts intersectoriels	(8)	(7)
Charges d'exploitation	(1)	3
Bénéfice d'exploitation	16	12

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont été comparables à celles de la période correspondante de 2008.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 ont diminué par rapport à la même période de 2008 par suite de la baisse des charges de rémunération du personnel.

La répartition des coûts intersectoriels pour ces périodes est comparable à celle de la période correspondante de l'exercice précédent.

## INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	39	32
Intérêts sur la dette à court terme	4	10
Intérêts créditeurs	(2)	(5)
Intérêt capitalisé	(8)	(4)
Intérêts débiteurs nets	33	33

La variation des intérêts débiteurs nets pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 par rapport à la période correspondante de 2008 est illustrée ci-après :

	Trois mois terminés les 31 mars
Intérêts débiteurs nets de 2008	33
Hausse des niveaux de la dette à long terme	3
Baisse des taux d'intérêt de la dette à court terme	(1)
Baisse des soldes de la dette à court terme	(5)
Baisse des intérêts créditeurs	3
Hausse de l'intérêt capitalisé	(4)
Variation des taux de change	4
<b>Intérêts débiteurs nets de 2009</b>	<b>33</b>

## PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 est comparable à celui de la même période de 2008.

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices selon l'état des résultats	46	47
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(97)
Autres produits	7	5
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et quote-part de la perte de sociétés satellites et autres produits	39	139
Charge d'impôts selon l'état des résultats	4	14
Recouvrement d'impôts sur la quote-part de la perte de sociétés satellites	-	28
Charge d'impôts sur les autres produits	-	(1)
Charge d'impôts, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites et d'autres produits	4	41
Taux d'imposition effectif (%)	10	29

La charge d'impôts a diminué pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 comparativement à la même période de 2008 en raison d'une baisse du bénéfice avant impôts et taxes en 2009, en partie compensée par le recouvrement d'impôts sur la réduction de valeur de notre placement au Mexique en 2008.

Le taux d'imposition effectif a diminué pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 comparativement à la période correspondante de 2008 en raison d'une baisse du bénéfice avant impôts et taxes en 2009 et de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le bénéfice.

## SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre les bilans consolidés au 31 décembre 2008 et au 31 mars 2009 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication des changements
Débiteurs	(167)	Calendrier des comptes clients et baisse des produits
Impôts sur les bénéfices à recevoir	23	Recouvrement d'impôts provenant de la provision de l'exercice en cours
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	182	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	70	Acquisitions d'immobilisations et fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancés par la dotation aux amortissements
Dette à court terme	(66)	Remboursement de la dette à court terme
Créditeurs et charges à payer	(224)	Calendrier des engagements liés à l'exploitation et fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Garanties reçues	195	Garanties recueillies auprès des contreparties afin de réduire le risque de crédit associé à leurs obligations
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	46	Fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain pour la dette libellée en dollars américains
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(70)	Variations des prix
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	73	Incidence fiscale sur l'augmentation des actifs nets de gestion du risque
Capitaux propres	172	Bénéfice net et variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, en partie contrebalancés par les dividendes déclarés

## INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 7* à la page 92 du rapport annuel de 2008 et aux états financiers consolidés intermédiaires au 31 mars 2009 et pour les trois mois terminés à cette date pour des renseignements sur les instruments financiers. Au cours du trimestre considéré, la variation de la position d'actif net des instruments financiers résulte des variations des prix futurs des contrats de notre secteur Production. La rubrique «Gestion du risque» du rapport de gestion présenté dans notre rapport annuel de 2008 décrit nos risques et précise comment nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2008.

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. Ces produits sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des PCGR. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation ou d'hypothèses ou de données établies à l'interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur des données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou les profils de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes afférentes aux états financiers. Au 31 mars 2009, la valeur comptable nette des instruments financiers de niveau III était nulle (nulle au 31 décembre 2008).

## ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour les trois mois terminés les 31 mars 2009 et 2008 :

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008	Explication des changements
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	51	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	83	237	Recouvrement de quatre paiements de CAÉ en 2008 par rapport à trois en 2009 et baisse du bénéfice au comptant.
Activités d'investissement	63	(113)	Augmentation des garanties détenues de 192 millions de dollars et diminution des dépenses en immobilisations de 19 millions de dollars, en partie contrebalancées par une baisse de 25 millions de dollars des gains réalisés sur les instruments financiers.
Activités de financement	(148)	(120)	Augmentation du remboursement de la dette à court terme de 12 millions de dollars et diminution des gains réalisés sur les instruments financiers de 12 millions de dollars.
Conversion des devises	1	3	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	49	58	

## **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 2008.

Notre capacité à dégager suffisamment de flux de trésorerie d'exploitation 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 2008.

### **Dette**

La dette à court terme, avec et sans recours, a totalisé 2 788 millions de dollars au 31 mars 2009 comparativement à 2 808 millions de dollars au 31 décembre 2008. La dette à court terme a diminué par suite d'une hausse des garanties reçues, qui a servi à régler les soldes de la dette à court terme. La dette à long terme a augmenté en raison de l'affaiblissement du dollar canadien par rapport au dollar américain pour notre dette libellée en dollars américains.

### **Crédit**

Nous avons un total de facilités de crédit consenties de 2,2 milliards de dollars, dont un montant de 1,5 milliard de dollars disponible qui n'avait pas été prélevé au 31 mars 2009, soumises aux modalités d'emprunt habituelles. Au 31 mars 2009, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,7 milliard de dollars, ce qui comprend une dette à court terme de 377 millions de dollars, excluant des fonds en caisse de 49 millions de dollars, et des lettres de crédit de 374 millions de dollars.

Notre principale source de liquidités à court terme est notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2012. Nous prévoyons renouveler cette facilité, selon des modalités commerciales raisonnables, avant son échéance.

### **Capital social**

Le 27 avril 2009, nous avons environ 198 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 31 mars 2009, nous comptons 1,7 million d'options sur actions à l'intention des employés en cours, dont le prix d'exercice moyen pondéré était de 27,18 \$. Pour les trois mois terminés le 31 mars 2009, des options au prix d'exercice moyen pondéré de 17,33 \$ ont été exercées, à un coût total de 0,1 million de dollars.

### **Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires**

Le 5 mai 2008, nous avons annoncé notre intention de renouveler l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 5 mai 2009. L'approbation reçue nous permet de racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 19,9 millions de nos actions ordinaires, ce qui représente 10 % des 199 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2008. Tout rachat sera effectué librement à la Bourse de Toronto au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2009, nous n'avons racheté aucune action en vertu de l'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 en vertu du programme de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires au prix moyen de 31,43 \$ l'action. Ce prix d'acquisition dépassait la valeur comptable moyenne pondérée de 8,95 \$ l'action, ce qui a entraîné une réduction des bénéfices non répartis de 43 millions de dollars.

Trois mois terminés les 31 mars	2009	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

### Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Se reporter à la page 60 de notre rapport annuel de 2008 pour de plus amples renseignements sur notre profil de gestion du risque de crédit et nos pratiques à cet égard.

Bien que nous n'ayons constaté aucune perte au titre des contreparties au premier trimestre de 2009, nous continuons de surveiller étroitement les changements et tendances sur le marché et leur incidence possible sur nos activités de négociation et de couverture, et prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Nous sommes exposés à un risque de crédit minimal aux termes de nos CAÉ de l'Alberta car, en vertu de ces contrats, la quasi-totalité des débiteurs sont garantis par des lettres de crédit. Notre profil de gestion du risque de crédit et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2008.

### Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2009, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 374 millions de dollars (430 millions de dollars au 31 décembre 2008) et des garanties au comptant de 28 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2008). La baisse des lettres de crédit et des garanties au comptant découle surtout d'une diminution des prix à terme de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique. Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans notre bilan aux postes Passifs de gestion du risque et Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

## CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Il n'y a pas eu de changements importants au premier trimestre de 2009 dans les règlements existants sur l'environnement au Canada. Le gouvernement fédéral canadien continue d'élaborer des règlements en matière d'émissions de gaz à effet de serre («GES») en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* qui devraient entrer en vigueur en 2010.

Le programme sur les changements climatiques de l'Alberta en vertu de la loi intitulée *Specified Gas Emitters Act* reste en vigueur et exige une réduction de l'intensité des émissions de 12 % en se fondant sur le seuil moyen de 2003 à 2005. Nous avons conçu des mesures afin d'atteindre les réductions ciblées pour 2009 et continuons d'examiner nos options de conformité, y compris des ajouts à notre portefeuille de crédits compensatoires afin de couvrir le risque de non-conformité au-delà de cette période.

Le 31 mars 2009, en réponse à l'initiative de 2 milliards de dollars du gouvernement de l'Alberta visant à soutenir le développement initial de projets de CSC, nous avons soumis à l'Alberta une offre couvrant l'ensemble du projet en vue d'un financement en

partenariat privé-public pour l'aménagement de *Project Pioneer*, notre installation de CSC. La décision du gouvernement quant au montant de soutien à accorder aux projets fructueux devrait être rendue d'ici le 30 juin 2009.

Un financement additionnel a été rendu public le 26 mars 2009, lorsque le gouvernement fédéral canadien a annoncé que notre *Project Pioneer* avait obtenu le soutien financier fédéral dans le cadre de son Initiative écoÉnergie sur la technologie. Notre quote-part de ce financement est estimée entre 20 millions de dollars et 30 millions de dollars. De plus, le 27 janvier 2009, le gouvernement du Canada a annoncé dans son budget fédéral de 2009 un montant supplémentaire de 850 millions de dollars destiné à la mise au point des technologies de CSC. L'incidence de cette annonce sur TransAlta ne peut être raisonnablement évaluée à l'heure actuelle, étant donné que l'information à l'égard de l'utilisation, du calendrier de distribution et des bénéficiaires des fonds n'a pas encore été établie par le gouvernement.

Nous continuons de faire des essais technologiques et d'exécuter des travaux de conception technique poussés en prévision de l'installation du matériel de contrôle du mercure aux centrales thermiques de l'Alberta d'ici 2010 afin d'atteindre les objectifs de la province en matière de réduction du mercure de 70 %.

Aux États-Unis, l'État de Washington prépare des lois portant sur les initiatives en matière de changements climatiques à l'intérieur de l'État. Divers projets de loi ont été discutés mais, jusqu'à présent, aucune orientation finale n'a été déterminée et aucune loi n'a été adoptée. Pour l'instant, rien ne permet d'établir quelles seront les incidences de ces initiatives sur nos actifs alimentés au combustible fossile dans l'État de Washington.

Le 31 mars 2009, nous avons conclu une entente avec le département de l'écologie de l'État de Washington visant la réduction volontaire des émissions de mercure et d'oxydes d'azote provenant de la centrale thermique de Centralia. Les mesures que nous prendrons commenceront en 2009 et devraient entraîner une réduction de 20 % des émissions d'oxydes d'azote d'ici 2018 et une baisse de 50 % des émissions de mercure d'ici 2012. Une période de consultation publique de 30 jours relative à l'entente proposée devrait être annoncée dans l'État de Washington au cours du prochain trimestre.

La législation fédérale américaine sur les GES continue de faire l'objet de discussions. Le 31 mars 2009, le projet de loi *American Clean Energy and Security Act of 2009* a été publié. S'il est adopté, ce projet de loi entraînerait la mise en application d'un système de plafonnement et de négociation des GES d'ici 2012. Ce système couvrirait 85 % des émissions de GES aux États-Unis, y compris celles provenant de la production d'électricité. Le projet de loi propose d'abaisser les plafonds de 3 % au-dessous des niveaux de 2005 en 2012, puis de 20 % d'ici 2020. Comme des détails importants sur la répartition de la provision restent encore à être précisés, il n'est pas possible de déterminer l'incidence que le projet de loi aurait sur nos activités aux États-Unis s'il était adopté.

## **PERSPECTIVES**

Pour 2009, nous prévoyons une croissance inférieure à 10 % du résultat par action aux fins de comparaison d'après les facteurs importants décrits ci-dessous.

### **Contexte d'affaires**

#### **Environnement économique**

En raison de l'environnement économique actuel, le prix des produits de base est en baisse, ce qui pourrait entraîner un recul des coûts des intrants. Étant donné que le coût de ces intrants est assujéti à des contrats à court terme, il pourrait donner lieu à une diminution de nos frais d'exploitation à plus long terme.

La note de solvabilité de nombreuses contreparties financières et sectorielles a été déclassée, et nous prévoyons que l'exercice 2009 continuera d'être difficile pour certaines de nos contreparties. Bien que nous n'ayons constaté aucune perte liée à une contrepartie au premier trimestre de 2009, nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une notation de première qualité.

Selon nous, les conditions de prêt devraient continuer d'être très strictes, ce qui pourrait réduire les capitaux disponibles. La solidité de notre situation financière, la disponibilité de nos marges de crédit consenties et notre profil relativement faible au chapitre de l'échéance de la dette nous permettent de choisir le moment où nous mobiliserons des capitaux sur le marché. Nous voyons de l'intérêt sur le marché pour des projets à rendement élevé, de sorte que nous continuerons d'évaluer les projets potentiels au moyen des politiques de gestion du risque qui ont été élaborées et de prendre des mesures concrètes, le cas échéant.

Même si nous prévoyons que nos résultats d'exploitation en 2009 souffriront quelque peu de l'environnement économique actuel, cette incidence est largement atténuée par la production et les prix visés par les contrats comme les CAÉ et d'autres contrats à long terme.

#### **Prix de l'électricité**

Pour le reste de 2009, les prix de l'électricité devraient demeurer inférieurs à ceux de 2008 en raison de la baisse persistante des prix pour le gaz naturel et de l'affaiblissement de la demande d'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario.

#### **Législation environnementale**

Nous prévoyons que, pour le reste de 2009, les exigences réglementaires en matière d'émissions de GES en provenance du gouvernement canadien et du gouvernement américain seront plus claires. Compte tenu des récentes annonces par le gouvernement, nous nous attendons à ce que des règlements environnementaux soient élaborés conformément au système de plafonnement et de négociation.

En Alberta, les règlements actuels en matière de GES et de polluants atmosphériques sont clairs, mais nous ne pouvons déterminer les répercussions que pourraient avoir les règlements fédéraux futurs sur les entreprises albertaines. Nous prévoyons que des pourparlers auront lieu en 2009 entre le gouvernement fédéral et les provinces sur les règlements à appliquer et leur administration. Dans l'État de Washington, les détails de la législation sur les changements climatiques devraient être connus d'ici la fin de 2009.

Nous participons activement aux consultations menant à l'élaboration de ces mesures législatives et réglementaires.

#### ***Exploitation***

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

La capacité de production devrait progresser en raison de l'achèvement de Blue Trail et de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de la centrale de Sundance à la fin de 2009. La production et la disponibilité devraient diminuer au deuxième trimestre par rapport au premier trimestre en raison d'un accroissement de l'entretien planifié et des possibilités d'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia. La production et la disponibilité devraient alors augmenter au cours du deuxième semestre de 2009, à cause du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées. La disponibilité globale du parc pour 2009 devrait se situer entre 88 % et 89 %.



### **Couverture du prix des produits de base**

En vertu des CAÉ de l'Alberta et de nos autres contrats à long terme, environ 70 % de notre capacité est liée à des contrats pour une période de plus de dix ans. Pour offrir une plus grande stabilité en matière de bénéfice futur, nous concluons des contrats prévoyant la livraison et des contrats sur instruments financiers pour des périodes pouvant aller jusqu'à quatre ans. Dans le cadre de cette stratégie, nous visons à ce qu'au moins 90 % de notre capacité soit liée à des contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 75 % pour le quatrième exercice. À la fin du premier trimestre, environ 95 % de notre capacité de 2009 et 85 % de notre capacité de 2010 étaient assujetties à des contrats assortis d'un prix contractuel moyen en 2009 de 60 \$ à 65 \$ le MWh en Alberta et de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Nous continuons de suivre de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ce risque de prix.

### **Coûts du combustible**

Les coûts du charbon en Alberta sont assujettis à des augmentations liées aux activités minières comme l'enlèvement accru de morts-terrains, l'inflation et des hausses de prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos mines de l'Alberta. Même si le risque d'augmentation des coûts dû aux prix des produits de base est beaucoup plus faible, les coûts du charbon pour le reste de 2009, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter de 5 % par rapport à l'exercice précédent surtout à cause des dépenses en immobilisations accrues en 2008.

Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible pour le reste de 2009 devrait augmenter de 10 % à 15 % par rapport à l'exercice précédent en raison des hausses des contrats de transport ferroviaire.

Nos installations alimentées au gaz naturel sont peu exposées aux fluctuations du marché pour ce qui est des prix des produits de base énergétiques. Les contrats d'achat de gaz naturel à long terme atténuent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz naturel en vertu de contrats de vente à long terme. Les variations des marges électricité-combustible pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes alimentées au gaz naturel, car la majeure partie du gaz naturel est achetée au comptant. Les coûts des intrants qui sont achetés au comptant ont bénéficié de la baisse des prix au cours du premier trimestre, ce qui est conforme à nos attentes pour le reste de l'exercice.

### **Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration**

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par mégawattheure («MWh») de capacité installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé pour le reste de 2009 devraient augmenter légèrement au cours du deuxième trimestre, puis diminuer au cours du deuxième semestre de l'exercice surtout à cause du nombre peu élevé d'activités d'entretien planifié. Exclusion faite des frais d'entretien importants, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration devraient rester conformes aux niveaux de 2008 grâce aux initiatives en matière de réduction des coûts et de productivité.

### **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 un profil de risque acceptable. Notre objectif pour 2009 consiste toujours à amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute variant entre 65 millions de dollars et 85 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 et au dollar australien en contrebalançant 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 les intérêts débiteurs, qui servent de couverture naturelle pour une tranche de nos produits libellés en devises.

#### **Intérêts débiteurs nets**

Les intérêts débiteurs nets pour le reste de 2009 devraient être supérieurs comparativement à l'exercice précédent en raison surtout de la hausse des soldes de dettes et 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 va se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

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

L'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel, ou l'augmentation des activités de négociation sur le marché, pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer le risque d'illiquidité, nous maintenons des facilités de crédit consenties de 2,2 milliards de dollars et assurons un suivi à cet égard tout en surveillant les risques de façon à déterminer les besoins prévus de liquidités.

#### **Estimations comptables**

Bien que nous ne prévoyions pas modifier de façon importante nos estimations comptables en raison de l'environnement économique actuel, les importantes variations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt sur le marché à terme pourraient donner lieu à des fluctuations de la juste valeur de nos actifs et passifs de gestion du risque. Toute variation importante des prix et des taux à terme pourrait se traduire par des écarts importants entre les montants des gains ou pertes latents et ceux des actifs et passifs de gestion du risque constatés à la date du bilan de chaque période, du fait de la détermination de la juste valeur à ce moment-là. Toutefois, ces variations de la juste valeur n'auront pas d'incidence sur les flux de trésorerie, puisque nous continuerons de recevoir les montants fixés dans les contrats sur les actifs du secteur Production.

## Dépenses en immobilisations

### Projets et croissance

Nos principaux projets sont composés des dépenses engagées pour le maintien et la croissance de nos activités. Sept projets importants de dépenses en immobilisations de croissance sont présentement en cours comme l'indique le tableau qui suit :

Projet	Total des projets		2009		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour		
Keephills 3	888	523	235 - 255	47	T1 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (225 MW, déduction faite de la participation nette) et dépenses en immobilisations liées aux mines connexes en partenariat avec EPCOR
Blue Trail	115	30	85 - 90	4	T4 2009	Parc éolien marchand de 66 MW dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	75	22	50 - 60	5	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre installation de Sundance
Summerview 2	123	26	80 - 90	1	T1 2010	Expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	-	5 - 10	-	T4 2011	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre installation de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de la centrale de Keephills	34	-	5 - 10	-	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre installation de Keephills
Ardenville	135	-	25 - 35	-	T1 2011	Parc éolien marchand de 72 MW dans le sud de l'Alberta
<b>Total de la croissance</b>	<b>1 404</b>	<b>601</b>	<b>485 - 550</b>	<b>57</b>		

## Dépenses en immobilisations de maintien

Pour 2009, nos dépenses en immobilisations de maintien estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour
Dépenses en immobilisations courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	115 - 135	40
Immobilisations de productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	40 - 45	12
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et aux terrains	35 - 45	5
Modifications apportées à Centralia	Projet de dépenses en immobilisations aux fins de la conversion au charbon venant de l'extérieur	20 - 25	1
Entretien planifié	Entretien important planifié périodique	130 - 140	18
<b>Total des dépenses en immobilisations de maintien</b>		<b>340 - 390</b>	<b>76</b>

Le programme d'entretien planifié de 2009 est décrit ci-après :

	Charbon	Gaz naturel et hydroélectricité	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour
Capitalisées	90 - 95	40 - 45	130 - 140	18
Passées en charges	90 - 95	0 - 5	90 - 100	36
	180 - 190	40 - 50	220 - 240	54
GWh perdus	2 800 - 2 900	200 - 225	3 000 - 3 125	751

## Financement

Le financement de ces dépenses en immobilisations devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation et de la capacité d'emprunt actuelle. Le financement nécessaire aux fins des projets de croissance et de maintien ne devrait pas être touché par l'environnement économique actuel, puisque nos flux de trésorerie et le montant de crédit consenti au 31 mars 2009 étaient en grande partie assujettis à des contrats.

## OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et EPCOR Power Development Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 31 mars 2009, TAGP avait reçu 44 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au premier trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour les livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon au moment du début des activités.

CE Generation, LLC a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. Les valeurs de ces contrats s'établiront à 3 millions de dollars américains pour les exercices se terminant les 31 décembre 2009 et 2010.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une de nos filiales, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), a conclu divers swaps sur transport avec TAGP. TAGP exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un 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, des opérations de swap est égal au 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 et, par conséquent, avons limité le risque au risque de contrepartie.

## **MODIFICATIONS COMPTABLES ACTUELLES**

### **Risque de crédit**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté l'abrégé CPN-173 du Comité sur les problèmes nouveaux («CPN»), *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*. Selon le CPN-173, le risque de crédit propre à l'entité et le risque de crédit de la contrepartie doivent être pris en compte pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, notamment les instruments dérivés. L'application de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur nos bilans consolidés, nos états des résultats consolidés et nos états des flux de trésorerie consolidés.

### **Report des coûts et actifs incorporels générés en interne**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté le chapitre 3064, «Écarts d'acquisition et actifs incorporels», qui remplace le chapitre 3062, «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», et le chapitre 3450, «Frais de recherche et de développement». Le chapitre 3064 intègre les directives de l'International Accounting Standard 38, *Intangible Assets*, indiquant quand un actif incorporel généré en interne respecte les critères de constatation à titre d'actif. Ces critères exigent une démonstration de la faisabilité technique, une intention d'utilisation ou de vente, la production d'avantages économiques futurs, et l'accès adéquat aux ressources pour assurer le développement de l'actif incorporel. La mise en œuvre de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les bilans consolidés, les états des résultats consolidés ou les états des flux de trésorerie consolidés.

### **Frais d'exploration minière**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, nous avons adopté l'abrégé CPN-174, *Frais d'exploration minière*. Le CPN-174 offre des lignes directrices sur la capitalisation des frais d'exploration minière, en particulier lorsque les réserves minières n'ont pas été prouvées. Le CPN définit également lorsqu'un test de dépréciation doit être effectué à l'égard des frais précédemment capitalisés. La mise en œuvre de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les bilans consolidés, les états des résultats consolidés ou les états des flux de trésorerie consolidés.

## **MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES**

### **Informations à fournir sur les instruments financiers**

Le 5 mars 2009, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié *Improving Disclosures about Financial Instruments (Amendments to International Financial Reporting Standard («IFRS 7»)*. Les modifications élargissent les informations à fournir à l'égard de la mesure de la juste valeur constatée et clarifient les principes existants pour les informations à fournir sur le risque d'illiquidité associé aux instruments financiers. Le Conseil des normes comptables («CNC») du Canada a indiqué qu'il avait l'intention d'adopter des exigences semblables d'ici le milieu de 2009, exercice au cours duquel ces exigences s'appliqueront pour TransAlta. On ne prévoit pas que les incidences de l'adoption de cette norme seront importantes, parce que de nombreuses exigences au titre des informations à fournir additionnelles sont déjà remplies pour ce qui est des instruments financiers existants de la société.

### **Convergence avec les IFRS**

À la réunion du Comité consultatif sur les IFRS tenue le 14 janvier 2009, le CNC a confirmé de nouveau que l'utilisation des IFRS sera exigée pour les états financiers intermédiaires et annuels à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 de même que les informations financières correspondantes appropriées pour 2010. 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. En outre, il faudra présenter davantage d'informations, surtout dans les rapports intermédiaires.

Le projet de passage aux IFRS de TransAlta a démarré à la fin de 2007 et consiste en quatre étapes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. L'étape du diagnostic a été achevée pour les normes IFRS devant être appliquées lors de la convergence. Le projet en est à l'étape de la conception et de la planification, et des équipes spécialisées ont été mises sur pied en vue d'analyser plus en profondeur les points clés de convergence et d'établir avec des membres des équipes des technologies de l'information et du contrôle interne les changements nécessaires aux processus et aux systèmes, ainsi que le contrôle interne approprié à l'égard de l'information financière. Les programmes de formation du personnel en sont également à l'étape de la conception et de la planification, et un plan de communication a été mis au point.

Un comité directeur a été mis sur pied pour surveiller les progrès et les décisions critiques liés au passage aux IFRS. Ce comité comprend des représentants des équipes des finances, des technologies de l'information, de la trésorerie, des relations avec les investisseurs, des ressources humaines et de l'exploitation. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques.

D'après les travaux effectués à ce jour, notre point de vue initial est qu'il y a de nombreuses similitudes entre les PCGR du Canada et les IFRS, et les principales différences se situeront vraisemblablement au niveau des immobilisations corporelles, de la perte de valeur des immobilisations et de la comptabilisation des contrats à long terme. Nous continuons d'évaluer avec soin les options transitoires offertes en vertu des IFRS à la date d'adoption ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées. Par conséquent, les incidences de l'adoption des IFRS sur notre situation financière future et sur les résultats futurs ne peuvent être établies de manière raisonnable pour le moment.

L'IASB entreprend présentement plusieurs projets IFRS qui entraîneront vraisemblablement des modifications importantes aux normes IFRS existantes, notamment sur le plan de la présentation des états financiers, les contrats de location, la constatation des produits et les avantages postérieurs à l'emploi. Pour le moment, nous ne prévoyons pas que les nouvelles normes en résultant s'appliqueront lors de la convergence en 2011. Cependant, l'avancement et les recommandations de ces projets de l'IASB sont surveillés de près afin de s'assurer que les conséquences néfastes possibles du projet de convergence soient réduites au minimum.

## 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 des mesures plus significatives du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR ou comme indicateurs 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.

### Rapprochement du bénéfice net

Le rapprochement de la marge brute et du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net est présenté comme suit :

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
<b>Produits</b>	<b>756</b>	803
Combustible et achats d'électricité	(375)	(370)
<b>Marge brute</b>	<b>381</b>	433
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	174	135
Amortissement	117	104
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	5
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>296</b>	244
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>85</b>	189
Gain (perte) de change	1	(1)
Intérêts débiteurs nets	(33)	(33)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(97)
Autres produits	7	5
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>60</b>	63
Participations sans contrôle	14	16
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>46</b>	47
Charge d'impôts	4	14
<b>Bénéfice net</b>	<b>42</b>	33

### Bénéfice aux fins de comparaison

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. Le bénéfice aux fins de comparaison est fondé sur le résultat par action et est cumulatif d'un trimestre à l'autre.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2009, nous avons exclu le règlement d'un papier commercial en souffrance qui a été comptabilisé au poste Autres produits et avait trait au placement au Mexique que nous détenions précédemment.

La variation de la durée de certaines composantes de la centrale thermique de Centralia a été exclue du calcul du bénéfice aux fins de comparaison en 2009 et 2008, puisqu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon de Centralia et à la consommation de charbon fourni uniquement par des tiers.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2008, nous avons aussi exclu la réduction de valeur de notre investissement dans les activités mexicaines. Nous avons également exclu les gains constatés sur la vente des actifs de la mine de charbon de Centralia anciennement exploitée, puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes.

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
<b>Bénéfice net</b>	<b>42</b>	33
Vente d'actifs à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	(4)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, avant impôts et taxes	1	5
Autres produits	(7)	-
Réduction de valeur du placement au Mexique, déduction faite des impôts et taxes	-	65
<b>Bénéfice aux fins de comparaison</b>	<b>36</b>	99
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	198	200
<b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,18</b>	0,50

### Flux de trésorerie disponibles

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 pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 représentent le total des dépenses en immobilisations d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 62 millions de dollars (57 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour la période correspondante en 2008, nous avons investi 73 millions de dollars (67 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

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

Trois mois terminés les 31 mars	2009	2008
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>83</b>	237
Ajouter (déduire) :		
Dépenses en immobilisations de maintien	(69)	(83)
Dividendes sur actions ordinaires	(54)	(51)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle des filiales	(16)	(17)
Remboursements de la dette sans recours	(1)	-
Calendrier des paiements contractuels prévus	-	(116)
Autres produits	(7)	-
Flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites	-	(1)
<b>Flux de trésorerie disponibles</b>	<b>(64)</b>	(31)

Les flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos placements comptabilisés à la valeur de consolidation détenus antérieurement moins les dépenses en immobilisations relatives à ces placements.



## PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T2 2008	T3 2008	T4 2008	T1 2009
Produits	708	791	808	<b>756</b>
Bénéfice net	47	61	94	<b>42</b>
Résultat de base par action ordinaire	0,24	0,31	0,47	<b>0,21</b>
Résultat dilué par action ordinaire	0,24	0,31	0,47	<b>0,21</b>

	T2 2007	T3 2007	T4 2007	T1 2008
Produits	612	711	783	803
Bénéfice net	57	66	130	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

## 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 de fonctionnement, 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. Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucune modification ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de l'exploitation et notre chef des finances ont attesté que, au 31 mars 2009, 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 document, les documents intégrés par renvoi, 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 nos croyances et des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que les résultats réels de TransAlta diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : i) les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité et les fluctuations du prix de l'électricité; ii) les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; iii) les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; iv) l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; v) les risques opérationnels liés à nos installations, y compris les arrêts imprévus dans nos installations; vi) les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; vii) les interruptions d'approvisionnement en combustible ou en eau nécessaires pour exploiter nos installations; viii) les risques commerciaux; ix) les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; x) le besoin et la disponibilité de financement supplémentaire; xi) les risques d'illiquidité; xii) la subordination structurelle des titres; xiii) le risque de crédit de contrepartie; xiv) le risque d'assurance; xv) notre provision pour impôts sur les bénéfices; xvi) les instances judiciaires nous impliquant; xvii) la dépendance envers le personnel clé; xviii) les questions de relations de travail; et xix) l'absence d'un marché public pour certains des titres offerts. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail sous la rubrique «Facteurs de risque» à la page 19 de notre notice annuelle de 2008 et à la page 58 de notre rapport annuel de 2008.

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

**INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES**

		<b>31 mars 2009</b>	<b>31 déc. 2008</b>
Cours de clôture (TSX) (\$)		<b>18,45</b>	24,30
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	<b>37,50</b>	37,50
	Bas	<b>18,11</b>	21,00
Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)		<b>46,5</b>	48,1
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)		<b>43,9</b>	45,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires (%)		<b>10,2</b>	9,8
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		<b>9,5</b>	12,1
Rendement sur le capital utilisé <sup>1</sup> (%)		<b>7,8</b>	7,8
Rendement sur le capital utilisé aux fins de comparaison <sup>1,2</sup> (%)		<b>8,3</b>	9,8
Dividendes en espèces par action <sup>1</sup> (\$)		<b>1,10</b>	1,08
Ratio cours / bénéfice <sup>1</sup> (multiples)		<b>14,9</b>	20,6
Couverture par les bénéfices <sup>1</sup> (multiples)		<b>2,7</b>	2,8
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net) <sup>1</sup> (%)		<b>89,3</b>	91,5
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison) <sup>1,2</sup> (%)		<b>96,0</b>	74,1
Couverture des dividendes <sup>1</sup> (multiples)		<b>4,1</b>	4,8
Rendement des actions <sup>1</sup> (%)		<b>6,0</b>	4,4
Flux de trésorerie / dette <sup>1</sup> (%)		<b>29,9</b>	31,1
Flux de trésorerie / couverture des intérêts (multiples) <sup>1</sup>		<b>6,6</b>	7,2

<sup>1</sup> Annualisé

<sup>2</sup> Ces ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les PCGR du Canada. Aucune de ces mesures n'est utilisée pour améliorer le rendement financier ou la situation financière de la société présentés. Ces ratios représentent des mesures complémentaires utiles pour évaluer le rendement financier, l'efficacité et la liquidité de la société et sont courants dans les rapports des autres sociétés, mais peuvent être définis et appliqués autrement.

## FORMULES DES RATIOS

**Dettes sur le capital investi** = (dette à court terme + dette à long terme - trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette + participations sans contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires - trésorerie et équivalents de trésorerie)

**Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires** = bénéfice net ou bénéfice aux fins de comparaison / moyenne des soldes d'ouverture et de fermeture des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires

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

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

**Ratio cours / bénéfice** = cours de clôture de la période écoulée / résultat de base par action

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

**Ratio dividendes / bénéfice** = dividendes / bénéfice net ou bénéfice aux fins de comparaison

**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

**Flux de trésorerie / dette** = flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement / moyenne de la dette totale

**Flux de trésorerie / couverture des intérêts** = (flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets plus intérêts capitalisés)

## GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

**Contrat d'achat d'électricité de l'Alberta (CAÉ)** – Arrangement à long terme établi par règlement pour la vente d'énergie électrique provenant de groupes électrogènes auparavant réglementés à des acheteurs aux termes des CAÉ.

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

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

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

**Captage et stockage du carbone (CSC)** – Approche consistant à réduire l'apport des émissions de gaz à effet de serre au réchauffement mondial, qui est fondée sur le captage des émissions de dioxyde de carbone provenant des activités industrielles et leur stockage permanent dans des sites d'enfouissement souterrains.

**Cogénération** – Installation de production d'électricité et d'une autre forme d'énergie thermique utile (comme la chaleur ou la vapeur) utilisée à des fins industrielles, commerciales ou de chauffage ou de refroidissement.

**Réduction de la capacité nominale** – Abaissement de 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.

**Gaz à effet de serre (GES)** – Gaz ayant le potentiel de retenir la chaleur dans l'atmosphère, y compris la vapeur d'eau, le dioxyde de carbone, le méthane, l'oxyde d'azote et les hydrofluorocarbones et les hydrocarbures perfluorés.

**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 aux besoins auxiliaires.

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

**Interruption non planifiée** – Arrêt d'un groupe électrogène en raison d'une panne imprévue.

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

**Valeur à risque (VaR)** – Mesure visant à gérer l'exposition du bénéfice en regard des activités commerciales.



**TransAlta Corporation**

Box 1900, Station "M"

110 - 12th Avenue S.W.

Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

**Téléphone**

403-267-7110

**Site Web**

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

**Compagnie Trust CIBC Mellon**

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto (Ontario) Canada M5C 2W9

**Téléphone**

Sans frais en Amérique du Nord : 1-800-387-0825

De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416-643-5500

**Télécopieur**

416-643-5501

**Site Web**

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

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Médias :**

Michael Lawrence

Directeur, Relations externes

**Téléphone**

403-267-7330

**Courriel**

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

**Investisseurs**

Jennifer Pierce, MA, MBA

Vice-présidente, Communications et Relations avec les investisseurs

**Téléphone**

1-800-387-3598 au Canada et aux États-Unis ou 403-267-2520

**Télécopieur**

403-267-2590

**Courriel**

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

**TRANSALTA CORPORATION**

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

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

Non vérifié	Trois mois terminés les	
	2009	31 mars 2008
<b>Produits</b>	<b>756</b>	803
Combustible et achats d'électricité	(375)	(370)
	<b>381</b>	433
Exploitation, entretien et administration	174	135
Amortissement (note 21)	117	104
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	5
	<b>296</b>	244
	<b>85</b>	189
Gain (perte) de change	1	(1)
Intérêts débiteurs nets (note 8)	(33)	(33)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(97)
Autres produits (note 11)	7	5
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>60</b>	63
Participations sans contrôle	14	16
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>46</b>	47
Charge d'impôts (note 7)	4	14
<b>Bénéfice net</b>	<b>42</b>	33
<b>Bénéfices non répartis</b>		
<b>Solde d'ouverture</b>	<b>688</b>	763
Dividendes sur actions ordinaires	(57)	(54)
Actions ordinaires annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 14)	-	(43)
<b>Solde à la fin de la période</b>	<b>673</b>	699
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période</b>	<b>198</b>	200
<b>Résultat net par action, de base et dilué</b>	<b>0,21 \$</b>	0,17 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**  
(en millions de dollars canadiens)

<b>Non vérifié</b>	<b>31 mars 2009</b>	31 déc. 2008
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 3)	49	50
Débiteurs (notes 3 et 19)	338	505
Garanties versées (notes 2 et 3)	28	37
Charges payées d'avance	15	6
Actifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)	296	200
Actifs d'impôts futurs	6	3
Impôts sur les bénéfices à recevoir	84	61
Stocks (note 6)	57	51
	<b>873</b>	<b>913</b>
<b>Liquidités soumises à restrictions</b> (note 3)	<b>2</b>	<b>-</b>
<b>Créances à long terme</b> (note 9)	<b>8</b>	<b>14</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Coût	10 128	9 932
Amortissement cumulé	(4 024)	(3 898)
	<b>6 104</b>	<b>6 034</b>
<b>Écart d'acquisition</b> (note 21)	<b>145</b>	<b>142</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>207</b>	<b>213</b>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>	<b>179</b>	<b>248</b>
<b>Actifs de gestion du risque</b> (notes 3, 4 et 5)	<b>307</b>	<b>221</b>
<b>Autres actifs</b>	<b>53</b>	<b>30</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>7 878</b>	<b>7 815</b>
Dette à court terme (note 3)	377	443
Créditeurs et charges à payer (note 3)	434	658
Garanties reçues (notes 2 et 3)	219	24
Passifs de gestion du risque (notes 3, 4 et 5)	114	148
Impôts sur les bénéfices à payer	12	15
Passifs d'impôts futurs	15	14
Dividendes à verser	55	52
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 3 et 8)	212	211
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 3 et 8)	33	33
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 9)	48	45
	<b>1 519</b>	<b>1 643</b>
<b>Dette à long terme, avec recours</b> (notes 3 et 8)	<b>1 927</b>	<b>1 889</b>
<b>Dette à long terme, sans recours</b> (notes 3 et 8)	<b>239</b>	<b>232</b>
<b>Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations</b> (note 9)	<b>250</b>	<b>252</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs à long terme</b> (note 10)	<b>126</b>	<b>122</b>
<b>Passifs d'impôts futurs</b>	<b>602</b>	<b>596</b>
<b>Passifs de gestion du risque</b> (notes 3, 4 et 5)	<b>66</b>	<b>102</b>
<b>Participations sans contrôle</b> (note 12)	<b>467</b>	<b>469</b>
<b>Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires</b>		
Actions ordinaires (notes 13 et 14)	1 767	1 761
Bénéfices non répartis (note 14)	673	688
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 14)	242	61
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>2 682</b>	<b>2 510</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>7 878</b>	<b>7 815</b>
<b>Éventualités</b> (notes 17 et 19)		
<b>Engagements</b> (notes 4 et 18)		
<b>Événements postérieurs à la date du bilan</b> (note 23)		

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	
	2009	31 mars 2008
<b>Bénéfice net</b>	<b>42</b>	33
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
Gains à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	<b>62</b>	67
Pertes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes	<b>(50)</b>	(83)
Recouvrement d'impôts	<b>7</b>	11
Pertes nettes sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes	<b>(43)</b>	(72)
<b>Gains (pertes) à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes</b>	<b>19</b>	(5)
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	<b>280</b>	(229)
(Charge) recouvrement d'impôts	<b>(91)</b>	80
<b>Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>189</b>	(149)
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan de la période considérée	<b>(4)</b>	4
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bénéfice net de la période considérée	<b>(38)</b>	17
Recouvrement (charge) d'impôts	<b>15</b>	(7)
<b>Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>(27)</b>	14
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>181</b>	(140)
<b>Résultat étendu</b>	<b>223</b>	(107)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

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

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	42	33
Amortissement (note 21)	121	107
Gain sur la vente de matériel	-	(5)
Participations sans contrôle	14	16
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 9)	6	5
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 9)	(8)	(4)
Impôts futurs	19	(16)
Pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	-	1
(Gain latent) perte latente de change	(3)	1
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	97
Autres éléments hors caisse	-	(2)
	<b>191</b>	<b>233</b>
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	<b>(108)</b>	<b>4</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>83</b>	<b>237</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(131)	(150)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	16
Liquidités soumises à restrictions	(1)	3
Gains réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	(6)	19
Garanties reçues de contreparties	192	-
Garanties versées à des contreparties	9	-
Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique (note 10)	(7)	-
Divers	6	(1)
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>63</b>	<b>(113)</b>
<b>Activités de financement</b>		
Diminution de la dette à court terme	(76)	(64)
Remboursement de la dette à long terme	(2)	(4)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(54)	(51)
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 14)	-	(7)
Gains réalisés sur les instruments financiers	-	12
Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(16)	(17)
Divers	-	11
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(148)</b>	<b>(120)</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>(2)</b>	<b>4</b>
<b>Incidence de la conversion de liquidités en devises</b>	<b>1</b>	<b>3</b>
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>(1)</b>	<b>7</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>50</b>	<b>51</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>49</b>	<b>58</b>
Impôts au comptant payés	23	46
Intérêts au comptant payés	15	19

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## 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.

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.

### 2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période considérée. Ces reclassements n'ont pas eu d'incidence sur le bénéfice net ou les bénéfices non répartis constatés antérieurement.

Au cours de 2009 plus précisément, les garanties données ont été présentées séparément des débiteurs dans les bilans consolidés. En 2008, un montant de 37 millions de dollars a également été reclassé de façon à présenter des données comparables.

Au cours de 2009, les garanties reçues par la société ont été présentées séparément des créiteurs dans les bilans consolidés. En 2008, un montant de 24 millions de dollars a également été reclassé de façon à présenter des données comparables.

#### Modifications comptables actuelles

##### Risque de crédit

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a adopté l'abrégé CPN-173 du Comité sur les problèmes nouveaux («CPN»), *Risque de crédit et juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers*. Selon le CPN-173, le risque de crédit de l'entité et le risque de crédit de la contrepartie doivent être pris en compte pour déterminer la juste valeur des actifs financiers et des passifs financiers, notamment les instruments dérivés. L'information à fournir par suite de l'adoption de ce chapitre figure à la note 4.

## **Report des coûts et actifs incorporels générés en interne**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a adopté le chapitre 3064 du *Manuel de l'ICCA*, «Écarts d'acquisition et actifs incorporels», qui remplace le chapitre 3062, «Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels», et le chapitre 3450, «Frais de recherche et de développement». Le chapitre 3064 intègre les directives de l'International Accounting Standard 38, *Intangible Assets*, indiquant quand un actif incorporel généré en interne respecte les critères de constatation à titre d'actif. Ces critères exigent une démonstration de la faisabilité technique, une intention d'utilisation ou de vente, la production d'avantages économiques futurs, et l'accès adéquat aux ressources pour assurer le développement de l'actif incorporel. La mise en œuvre de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les bilans consolidés, les états des résultats consolidés ou les états des flux de trésorerie consolidés.

## **Frais d'exploration minière**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, la société a adopté l'abrégé CPN-174, *Frais d'exploration minière*. Le CPN-174 offre des lignes directrices sur la capitalisation des frais d'exploration minière, en particulier lorsque les réserves minières n'ont pas été prouvées. Le CPN définit également lorsqu'un test de dépréciation doit être effectué à l'égard des frais précédemment capitalisés. La mise en œuvre de cette norme n'a pas eu d'incidence importante sur les bilans consolidés, les états des résultats consolidés ou les états des flux de trésorerie consolidés.

## **Modifications comptables futures**

### **Informations à fournir sur les instruments financiers**

Le 5 mars 2009, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié *Improving Disclosures about Financial Instruments (Amendments to International Financial Reporting Standard («IFRS 7»)*. Les modifications élargissent les informations à fournir à l'égard de la mesure de la juste valeur constatée et clarifient les principes existants pour les informations à fournir sur le risque d'illiquidité associé aux instruments financiers. Le Conseil des normes comptables («CNC») du Canada a indiqué qu'il avait l'intention d'adopter des exigences semblables d'ici le milieu de 2009, exercice au cours duquel ces exigences s'appliqueront pour TransAlta. On ne prévoit pas que les incidences de l'adoption de cette norme seront importantes, parce que de nombreuses exigences au titre des informations additionnelles à fournir sont déjà remplies pour ce qui est des instruments financiers existants de la société.

### **Convergence avec les IFRS**

À la réunion du Comité consultatif sur les IFRS tenue le 14 janvier 2009, le CNC a confirmé de nouveau que l'utilisation des IFRS sera exigée pour les états financiers intermédiaires et annuels à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011 de même que les informations financières correspondantes appropriées pour 2010. 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. En outre, il faudra présenter davantage d'informations, surtout dans les rapports intermédiaires.

Le projet de passage aux IFRS de TransAlta a débuté en 2007. Le projet en est à l'étape de la conception et de la planification, et des équipes spécialisées ont été mises sur pied en vue d'analyser plus en profondeur et d'établir des plans pour les points clés de la convergence.

Un comité directeur a été mis sur pied pour surveiller les progrès et les décisions critiques liés au passage aux IFRS. Ce comité comprend des représentants des équipes des finances, des technologies de l'information, de la trésorerie, des relations avec les investisseurs, des ressources humaines et de l'exploitation. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques.

TransAlta continue d'évaluer attentivement les options de passage aux IFRS à la date de leur adoption, ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées. Par conséquent, l'incidence globale de l'adoption des IFRS sur la situation financière future et les résultats futurs de TransAlta ne peut être raisonnablement déterminée à l'heure actuelle.

### 3. 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 et couvertures » de la note 1 N) afférente aux états financiers consolidés annuels de 2008 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 classe les valeurs comptables des actifs financiers et des passifs financiers par catégorie :

#### Valeur comptable des instruments financiers au 31 mars 2009

	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
<b>Actifs financiers</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	49	-	49
Débiteurs	-	-	338	-	338
Garanties versées	-	-	28	-	28
Actifs de gestion du risque					
À court terme	202	94	-	-	296
À long terme	307	-	-	-	307
Liquidités soumises à restrictions	-	-	2	-	2
<b>Passifs financiers</b>					
Dette à court terme	-	-	-	377	377
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	434	434
Garanties reçues	-	-	-	219	219
Passifs de gestion du risque					
À court terme	28	86	-	-	114
À long terme	60	6	-	-	66
Dette à long terme, avec recours <sup>1</sup>	-	-	-	2 139	2 139
Dette à long terme, sans recours <sup>1</sup>	-	-	-	272	272

## Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 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
<b>Actifs financiers</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	50	-	50
Débiteurs	-	-	505	-	505
Garanties versées	-	-	37	-	37
Actifs de gestion du risque					
À court terme	121	79	-	-	200
À long terme	220	1	-	-	221
<b>Passifs financiers</b>					
Dette à court terme	-	-	-	443	443
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	658	658
Garanties reçues	-	-	-	24	24
Passifs de gestion du risque					
À court terme	74	74	-	-	148
À long terme	96	6	-	-	102
Dette à long terme, avec recours <sup>1</sup>	-	-	-	2 100	2 100
Dette à long terme, sans recours <sup>1</sup>	-	-	-	265	265

<sup>1</sup> Inclut 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 et 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 données du marché observables de l'extérieur. Dans de rares cas, la société a recours à des paramètres sur les données qui ne sont pas fondés sur des données observables du marché.

## I. Calculs des niveaux et classements

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

Au 31 mars 2009	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
<b>Actifs financiers et passifs financiers évalués à la juste valeur</b>					
Actifs nets de gestion du risque <sup>2</sup>	1	422	-	423	423
<b>Actifs financiers et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur</b>					
Dette à long terme	-	2 234	-	2 234	2 411

Au 31 décembre 2008	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
<b>Actifs financiers et passifs financiers évalués à la juste valeur</b>					
Actifs nets de gestion du risque <sup>2</sup>	1	170	-	171	171
<b>Actifs financiers et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur</b>					
Dette à long terme	-	2 099	-	2 099	2 365

<sup>1</sup> Exclut les actifs financiers 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 ainsi que créditeurs et charges à payer).

<sup>2</sup> Inclut le montant net des opérations sur les produits énergétiques et des autres actifs et passifs de gestion du risque (note 4).

## 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 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 et le prix des produits de base pour des actifs ou des passifs semblables dans des marchés actifs, le cas échéant.

Lorsque les justes valeurs ont été obtenues en utilisant des modèles d'évaluation d'après des données ou des hypothèses non observables ou établies en 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, les volatilités et les corrélations entre les produits provenant des prix historiques, la congestion du trajet de transmission ou les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés.

L'incidence estimée 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 correspond à une augmentation ou à une diminution des justes valeurs nettes au 31 mars 2009 de 1 million de dollars (néant au 31 mars 2008). Cette estimation est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

La variation totale de la juste valeur, estimée au moyen d'une technique d'évaluation fondée sur des données non observables, pour des actifs financiers et des passifs financiers évalués et comptabilisés à la juste valeur, qui a été constatée dans le bénéfice avant impôts et taxes pour la période de trois mois terminée le 31 mars 2009, correspond à un gain de 1 million 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 figurent à la note 4.

### C. Gains et pertes initiaux

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 de 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 initial ou cette perte latente initiale est constaté dans le bénéfice net seulement si la juste valeur de l'instrument est soit attestée par un cours dans un marché actif ou par des opérations courantes observables sur le marché qui sont pratiquement les mêmes, soit fondée 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 ou passifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques et est constatée dans les résultats sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix de négociation et le prix selon le modèle d'évaluation doit être constatée dans le bénéfice net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présente comme suit :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>	<b>31 déc. 2008</b>
Gain non amorti au début de la période	2	3
Nouvelles opérations	1	1
Constaté dans les états des résultats consolidés au cours de la période :		
Amortissement	(2)	(2)
<b>Gain non amorti à la fin de la période</b>	<b>1</b>	<b>2</b>

### D. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

#### I. Risque de marché

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

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le bénéfice net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 31 mars 2009, la valeur à risque («VaR») liée aux activités de négociation pour compte propre de la société était de 5 millions de dollars (7 millions de dollars au 31 mars 2008).

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

Au 31 mars 2009, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 60 millions de dollars (74 millions de dollars au 31 mars 2008).

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des 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 évaluées à la valeur du marché. 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. Au 31 mars 2009, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couvertures, était de 1 million de dollars (3 millions de dollars au 31 mars 2008).



### c. Risque de taux d'intérêt

L'incidence possible 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 et les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction et autres instruments dérivés de couverture en cours à la date du bilan consolidé, est décrite ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 50 points de base est la variation possible la plus raisonnable des taux d'intérêt du marché au cours du prochain trimestre et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
	Augmentation du bénéfice avant impôts et taxes <sup>1</sup>	Perte au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>	Augmentation du bénéfice avant impôts et taxes <sup>1</sup>	Perte au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>
Variation de 50 points de base	1	(3)	1	(4)

<sup>1</sup> Ce calcul suppose une diminution des taux d'intérêt du marché. Une augmentation aurait l'effet contraire. Les montants sont présentés avant impôts et taxes.

### d. Risque de change

Les sensibilités au risque de change décrites ci-après sont limitées aux risques liés aux instruments financiers libellés dans une devise autre que la monnaie de fonctionnement.

L'incidence possible sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date du bilan consolidé 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 5 % de ces devises par rapport au dollar canadien est la variation la plus raisonnablement possible au cours du prochain trimestre et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

Devise	Trois mois terminés les 31 mars			
	2009		2008	
	Diminution du bénéfice avant impôts et taxes <sup>1</sup>	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>	Diminution du bénéfice avant impôts et taxes <sup>1</sup>	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu <sup>1</sup>
Euro	-	4	-	3
Dollar américain	(4)	3	-	-
Dollar australien	(3)	-	(4)	3
Total	(7)	7	(4)	6

<sup>1</sup> 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

Au 31 mars 2009, TransAlta n'avait pas conclu de contrats avec des contreparties dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients en souffrance à la fin du trimestre.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 31 mars 2009 et au 31 décembre 2008, compte non tenu de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables actuelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues en guise de sûreté par rapport à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des opérations ouvertes, était de 76 millions de dollars au 31 mars 2009 (105 millions de dollars au 31 décembre 2008).

La société utilise les notes de solvabilité externes, ainsi que les notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les plafonds de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, des actifs financiers au 31 mars 2009 :

	<b>Notation de première qualité</b>	<b>Notation de qualité inférieure</b>	<b>Total</b>
	<b>%</b>	<b>%</b>	<b>%</b>
Débiteurs	89	11	100
Actifs de gestion du risque	98	2	100

La société utilise une provision pour créances douteuses afin de comptabiliser les créances éventuellement irrécouvrables associées à ses comptes clients. Un rapprochement du compte pour la période est présenté ci-après :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>	<b>31 déc. 2008</b>
Provision au début de la période	<b>57</b>	46
Variation des taux de change	<b>1</b>	11
<b>Provision à la fin de la période</b>	<b>58</b>	57

Au 31 mars 2009, aucune créance d'un montant important n'était en souffrance, sauf pour ce qui est décrit à la note 19.

### III. Risque d'illiquidité

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

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 et par la suite	Total
Dette à court terme	377	-	-	-	-	-	377
Créditeurs et charges à payer	434	-	-	-	-	-	434
Garanties reçues	219	-	-	-	-	-	219
Dette à long terme <sup>1</sup>	242	33	255	409	408	1 064	2 411
Actifs de gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques <sup>2</sup>	(133)	(117)	(87)	(73)	(6)	-	(416)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque <sup>3</sup>	(22)	(1)	(11)	-	-	27	(7)
Intérêts sur la dette à court terme et la dette à long terme	121	148	137	115	100	570	1 191
<b>Total</b>	<b>1 238</b>	<b>63</b>	<b>294</b>	<b>451</b>	<b>502</b>	<b>1 661</b>	<b>4 209</b>

<sup>1</sup> Exclut l'incidence des instruments dérivés.

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

<sup>3</sup> 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 2009, 70 millions de dollars (63 millions de dollars au 31 décembre 2008) des actifs financiers, consistant en comptes bancaires et débiteurs, liés à la quote-part de la société dans CE Generation, LLC («CE Gen») ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres de créance auront la priorité sur ces actifs.

#### F. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 mars 2009, la société avait reçu 219 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2008) en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités du contrat, la société a l'obligation de verser les intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque la contrepartie s'acquitte de ses obligations contractuelles. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat.

#### G. Actifs financiers donnés en garantie

Au 31 mars 2009, la société a donné 28 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2008) au comptant en garantie aux chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour les opérations liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation.

#### H. Gains et pertes sur les instruments financiers

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société utilise divers instruments dérivés dans le cadre de ses activités de négociation pour compte propre, y compris les activités de couverture des produits de base et d'autres activités d'impartition, et les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les gains nets réalisés et latents découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés sont présentés dans les produits au cours de la période où surviennent les variations. Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté 15 millions de dollars en gains nets réalisés et latents (15 millions de dollars au 31 mars 2008) (note 21).

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 liquidités soumises à restrictions, et les 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 8*). Les instruments dérivés sur taux d'intérêt qui ne sont pas désignés comme couvertures sont classés comme détenus à des fins de transaction et sont évalués à la valeur du marché au cours de chaque période visée, le gain net ou la perte nette étant comptabilisé dans les intérêts débiteurs nets.

Les instruments dérivés de change qui ne sont pas désignés comme couvertures sont également classés comme détenus à des fins de transaction, et le gain net ou la perte nette sur les instruments dérivés au titre des opérations sur les produits énergétiques est comptabilisé à titre de produits, alors que le gain net ou la perte nette sur les autres instruments dérivés de change est comptabilisé dans le gain ou la perte de change dans les états des résultats consolidés.

Les autres instruments dérivés 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 les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration. Les autres instruments dérivés consistent en un swap sur rendement total qui fixe le montant du règlement de certains régimes de rémunération des employés et d'unités d'actions différées. Le swap sur rendement total est réglé au comptant chaque trimestre.

Le tableau suivant résume les pertes nettes comprises dans le bénéfice net qui sont associées aux instruments dérivés non désignés comme couvertures :

	<b>Trois mois terminés les les 31 mars</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Perte de change sur dérivés	5	1
Autres pertes sur dérivés	3	-

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

Le total des actifs et passifs de gestion du risque se présente comme suit :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>			<b>31 déc. 2008</b>		
	<b>Opérations sur produits énergétiques</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>	<b>Opérations sur produits énergétiques</b>	<b>Autres</b>	<b>Total</b>
<b>Bilans – Totaux</b>						
<b>Actifs de gestion du risque</b>						
À court terme	269	27	296	176	24	200
À long terme	275	32	307	187	34	221
<b>Passifs de gestion du risque</b>						
À court terme	108	6	114	142	6	148
À long terme	20	46	66	57	45	102
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>	<b>416</b>	<b>7</b>	<b>423</b>	<b>164</b>	<b>7</b>	<b>171</b>

## Opérations sur les produits énergétiques

Les actifs et passifs de gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques se présentent comme suit :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>			<b>31 déc. 2008</b>	
<b>Bilan – Opérations sur produits énergétiques</b>	<b>Couvertures</b>	<b>Autres que de couverture</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>	
<b>Actifs de gestion du risque</b>					
À court terme	177	92	269	176	
À long terme	275	-	275	187	
<b>Passifs de gestion du risque</b>					
À court terme	24	84	108	142	
À long terme	14	6	20	57	
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>	<b>414</b>	<b>2</b>	<b>416</b>	<b>164</b>	

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les opérations sur les produits énergétiques de la société par méthode d'évaluation au cours des trois mois terminés le 31 mars 2009 :

	<u>Couvertures</u>			<u>Autres que de couverture</u>			<u>Total</u>		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2008	-	163	-	1	-	-	1	163	-
Variations attribuables aux :									
Variations du prix des produits de base Nouveaux contrats conclus au cours de la période	-	249	-	-	(1)	-	-	248	-
Contrats réglés au cours de la période	-	(11)	-	-	(2)	2	-	(13)	2
Variation des taux de change	-	7	-	-	-	-	-	7	-
Cessions au sein/hors du niveau III	-	3	(3)	-	-	-	-	3	(3)
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2009</b>	<b>-</b>	<b>417</b>	<b>(3)</b>	<b>1</b>	<b>(2)</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>415</b>	<b>-</b>
<b>Information additionnelle sur le gain (la perte) – niveau III :</b>									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu			-			-			-
Variation de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices			(3)			3			-
Variation de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices liés aux actifs (passifs) nets détenus au 31 mars 2009			-			1			1

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Expansion de l'entreprise et commercialisation et Production.

Le règlement prévu des contrats susmentionnés pour chacune des cinq prochaines années civiles et par la suite se présente comme suit :

		2009	2010	2011	2012	2013	2014 et par la suite	Total
<b>Couvertures</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	132	119	87	73	6	-	417
	Niveau III	(1)	(2)	-	-	-	-	(3)
<b>Autres que de couverture</b>	Niveau I	1	-	-	-	-	-	1
	Niveau II	(2)	-	-	-	-	-	(2)
	Niveau III	3	-	-	-	-	-	3
<b>Total par niveau</b>	Niveau I	1	-	-	-	-	-	1
	Niveau II	130	119	87	73	6	-	415
	Niveau III	2	(2)	-	-	-	-	-
<b>Total de l'actif net</b>		<b>133</b>	<b>117</b>	<b>87</b>	<b>73</b>	<b>6</b>	<b>-</b>	<b>416</b>

Les instruments financiers dérivés au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 31 mars 2009 se présentent comme suit :

Unités (en milliers)	Électricité (MWh)	Gaz naturel (GJ)	Transport (MWh)	Charbon (tonnes)	Émissions (tonnes)	Pétrole (gallons)
<b>Instruments financiers dérivés désignés comme couvertures</b>						
<b>Montants notionnels</b>						
Achats	-	2 991	-	-	-	25 074
Ventes	25 405	-	-	-	-	-
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction (autres que de couverture)</b>						
<b>Montants notionnels</b>						
Achats	22 474	187 347	660	295	70	825
Ventes	22 217	180 425	-	295	70	-

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

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

Aux	31 mars 2009			31 déc. 2008	
Bilan – Autres	Couvertures	Autres que de couverture	Total	Total	
<b>Actifs de gestion du risque</b>					
À court terme	25	2	27	24	
À long terme	32	-	32	34	
<b>Passifs de gestion du risque</b>					
À court terme	4	2	6	6	
À long terme	46	-	46	45	
<b>Actifs nets de gestion du risque</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs nets de gestion du risque de la société, au cours des trois mois terminés le 31 mars 2009 :

	Couvertures <sup>1</sup>	Autres que de couverture <sup>1</sup>	Total
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 déc. 2008	8	(1)	7
Variations attribuables aux :			
Variations du prix des produits de base	(5)	1	(4)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	(41)	(2)	(43)
Contrats réglés au cours de la période	45	2	47
<b>Actifs nets de gestion du risque au 31 mars 2009</b>	<b>7</b>	<b>-</b>	<b>7</b>

<sup>1</sup> Conformément aux pratiques de l'industrie, tous les autres actifs et passifs de gestion du risque sont classés dans le niveau II.

Les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans le bénéfice net lorsque ces opérations ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. Alors, aussi longtemps que ces couvertures demeureront efficaces et répondront 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 dans les établissements étrangers.

Le règlement prévu des contrats susmentionnés pour chacune des cinq années civiles suivantes et par la suite se présente comme suit :

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 et par la suite	Total
Couvertures	22	1	11	-	-	(27)	7
Autres que de couverture	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total de l'actif (du passif) net</b>	<b>22</b>	<b>1</b>	<b>11</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(27)</b>	<b>7</b>

L'information additionnelle sur le notionnel qui sert à couvrir ou non les autres actifs de gestion du risque se présente comme suit :

## A. Couvertures

### I. Couvertures des comptes des établissements étrangers

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 1 100 millions de dollars américains (1 100 millions de dollars américains au 31 décembre 2008) et la dette à court terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 238 millions de dollars américains (238 millions de dollars américains au 31 décembre 2008) ont été désignées comme couvertures partielles de l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes de TransAlta.

La société a aussi couvert une partie de son investissement net dans ses établissements étrangers autonomes au moyen de swaps de devises et de contrats de change à terme comme suit :

#### a. Swap de devises

Le swap de devises en cours se présente comme suit :

31 mars 2009			31 déc. 2008		
Notionnel	Actif à la juste		Notionnel	Actif à la	
	valeur	Échéance		juste valeur	Échéance
34 \$ AU	1	2009	34 \$ AU	2	2009

#### b. Contrats de change à terme

Les contrats de change à terme se présentent comme suit :

31 mars 2009			31 déc. 2008		
Notionnel	Actif à la juste		Notionnel	Passif à la	
	valeur	Échéance		juste valeur	Échéance
108 \$ AU	-	2009	108 \$ AU	1	2009
(287) \$ US	3	2009	(107) \$ US	1	2009

## II. Couvertures des obligations futures libellées en devises

Les obligations futures libellées en devises de TransAlta sont surtout liées à l'achat d'immobilisations libellées en devises. La société a couvert une tranche de ces obligations au moyen de contrats d'achat à terme comme suit :

31 mars 2009				31 déc. 2008			
Montant vendu	Montant acheté	Actif à la juste valeur	Échéance	Montant vendu	Montant acheté	Actif à la juste valeur	Échéance
104	90 \$ US	9	2009 à 2010	51	48 \$ US	8	2009 à 2010
2 \$ US	2	-	2009	-	-	-	s.o.
85	57 EUR	9	2009	84	57 EUR	13	2009

## III. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a converti une tranche de sa dette à taux d'intérêt fixe, allant de 6,6 % à 6,9 %, en une dette à taux d'intérêt variable au moyen de swaps de taux d'intérêt, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

31 mars 2009			31 déc. 2008		
Notionnel	Actif à la juste		Notionnel	Actif à la	
	valeur	Échéance		juste valeur	Échéance
100	11	2011	100	12	2011
100 \$ US	20	2018	100 \$ US	21	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, 22 % de la dette de la société est assujettie à des taux d'intérêt variables (24 % au 31 décembre 2008).



La société a aussi un swap de taux d'intérêt à terme d'ouverture en cours qui convertit une dette à taux variable en dette à taux fixe, ces taux fixes se situant entre 3,5 % et 4,6 %, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

31 mars 2009			31 déc. 2008		
Notionnel	Passif à la juste valeur		Notionnel	Passif à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
300 \$ US	46	2020	300 \$ US	46	2019

## B. Éléments autres que de couverture

### I. Swaps de taux d'intérêt et de devises

Des swaps de taux d'intérêt et de devises sont régulièrement conclus afin de limiter l'exposition de la société aux fluctuations des taux d'intérêt du marché. Ces swaps en cours s'établissent comme suit :

31 mars 2009			31 déc. 2008		
Notionnel	Actif à la juste valeur		Notionnel	Actif à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
41 \$ AU	2	2009	41 \$ AU	1	2009

### II. Swaps sur rendement total et détenus à des fins de transaction

La société conclut régulièrement des contrats de change à terme de gré à gré afin de couvrir les produits et charges futurs libellés en devises pour lesquels la comptabilité de couverture ne s'applique pas. Ces éléments sont classés comme détenus à des fins de transaction, et les variations de la juste valeur associée à ces opérations sont constatées dans le bénéfice net.

Les notionnels et les justes valeurs en cours des instruments financiers détenus à des fins de transaction se présentent comme suit :

31 mars 2009			31 déc. 2008		
Notionnel	Passif à la juste valeur		Notionnel	Passif à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
22 \$ AU	2	2009	-	-	s.o.
71 \$ US	-	2009	90 \$ US	2	2009

La société a aussi des programmes de rémunération et d'unités d'actions différées dont la valeur dépend du prix des actions ordinaires de la société. La société a fixé le montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché à la fin de chaque trimestre.

## C. Clauses liées aux instruments dérivés

La garantie est comptabilisée dans le cours normal des affaires d'après la note de crédit des titres de premier rang non garantis de la société comme le déterminent certaines grandes agences d'évaluation du crédit. Certains instruments dérivés de la société contiennent des clauses d'assurance financières qui exigent que la garantie soit comptabilisée seulement si un événement néfaste important lié au crédit survient. Si, en raison de ce type d'événement, les titres de créance de premier rang non garantis de la société ne sont plus considérés comme des titres de première qualité, les contreparties à ces instruments dérivés pourraient exiger des garanties complètes.

Au 31 mars 2009, la société a comptabilisé une garantie de 104 millions de dollars sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Si les clauses liées au risque de crédit comprises dans certains contrats de dérivés étaient mises en application, d'après la valeur des instruments dérivés au 31 mars 2009, la société serait obligée de présenter une garantie additionnelle de 62 millions de dollars au titre de ses contreparties.

## 5. ACTIVITÉS DE COUVERTURE

### Couvertures de juste valeur

Les swaps de taux d'intérêt sont utilisés afin de couvrir l'exposition aux variations de la juste valeur d'un instrument à taux d'intérêt fixe occasionnées par les fluctuations des taux d'intérêt.

Aucune tranche inefficace des couvertures de juste valeur n'a été comptabilisée pour les trois mois terminés les 31 mars 2009 et 31 mars 2008.

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement des couvertures de juste valeur dans les états des résultats consolidés pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 :

<b>Dérivés dans des relations de couverture de juste valeur</b>	<b>Emplacement du gain (de la perte) dans l'état des résultats</b>	<b>Total</b>
Contrats de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs	2
Dettes à long terme	Intérêts débiteurs	(2)
<b>Incidence sur le bénéfice net</b>		-

### 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 la juste valeur de chaque instrument dérivé ont été incluses dans l'évaluation de l'efficacité de la couverture de flux de trésorerie.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, un gain latent avant impôts et taxes de 280 millions de dollars (perte latente avant impôts et taxes de 229 millions de dollars au 31 mars 2008) a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu au titre de la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 38 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 mars 2008) provenant des montants précédemment liés aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net. Pour les trois mois terminés les 31 mars 2009 et 2008, aucun gain latent ni aucune perte latente n'ont été inclus dans les résultats au titre de la tranche inefficace.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 111 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2008) de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au résultat net.

Le tableau suivant résume l'incidence des couvertures de flux de trésorerie sur les états du résultat étendu consolidés, les états des résultats consolidés et les bilans consolidés pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 :

<b>Dérivés dans des relations de couverture de flux de trésorerie</b>	<b>Gains (pertes) constaté(e)s dans les autres éléments du résultat étendu<sup>1</sup></b>	<b>Emplacement du gain (de la perte) reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>Pertes avant impôts et taxes reclassées des autres éléments du résultat étendu<sup>1</sup></b>
Contrats de taux d'intérêt	(1)	Intérêts débiteurs	-
Contrats de change	1	Gain (perte) de change	-
		Immobilisations corporelles	(4)
Contrats sur produits de base	280	Produits	(38)
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>280</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(42)</b>

<sup>1</sup> Tous les éléments n'ont aucune tranche inefficace actuellement.

### Couvertures de l'investissement net

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, un gain net après impôts et taxes de 19 millions de dollars (perte de 5 millions de dollars au 31 mars 2008) lié à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers, déduction faite de la couverture, a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu.

Toutes les couvertures de l'investissement net ne comportent pas de tranche inefficace actuellement. Le tableau suivant résume l'incidence des couvertures de l'investissement net sur les états du résultat étendu consolidés et les états des résultats consolidés pour les trois mois terminés le 31 mars 2009 :

<b>Dérivés dans des relations de couverture de l'investissement net</b>	<b>Pertes constatées dans les autres éléments du résultat étendu</b>
Dette à court terme	(9)
Dette à long terme	(41)
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(50)</b>

### Résumé

Le tableau suivant résume 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 comme couvertures :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>				<b>31 déc. 2008</b>	
	<b>Couvertures de juste valeur</b>	<b>Couvertures de flux de trésorerie</b>	<b>Couvertures de l'investissement net</b>	<b>Non désignés dans une relation de couverture</b>	<b>Total</b>	<b>Total</b>
Actifs financiers – instruments dérivés	31	470	8	94	603	421
Passifs financiers – instruments dérivés	-	84	4	92	180	250

## 6. STOCKS

Les stocks comprennent le charbon, le gaz naturel et les crédits d'émission 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 2009	31 déc. 2008
Charbon	54	45
Gaz naturel	3	5
Crédits d'émission achetés	-	1
<b>Total</b>	<b>57</b>	<b>51</b>

L'augmentation des stocks de charbon au 31 mars 2009 par rapport au 31 décembre 2008 est principalement attribuable à la diminution de la production aux centrales thermiques de l'Alberta.

La variation des stocks est présentée ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	51
Ajout net	5
Variation des taux de change	1
<b>Solde au 31 mars 2009</b>	<b>57</b>

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

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, aucun stock n'a subi de dépréciation par rapport à sa valeur comptable, et aucune réduction de valeur n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans les bénéfices.

## 7. CHARGE D'IMPÔTS

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

	Trois mois terminés les 31 mars	
	2009	2008
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles	(15)	30
Charge (recouvrement) d'impôts futurs	19	(16)
<b>Charge d'impôts</b>	<b>4</b>	<b>14</b>

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

Aux	31 mars 2009			31 déc. 2008		
	Valeur comptable	Coût	Intérêts <sup>1</sup>	Valeur comptable	Coût	Intérêts <sup>1</sup>
Débiteures	671	681	6,8 %	682	681	6,8%
Billets de premier rang (1 100 M\$ US en 2009, 1 100 M\$ US en 2008)	1 405	1 386	6,3 %	1 352	1 344	6,3%
Dettes sans recours	271	271	7,4 %	265	265	7,4%
Autres	64	64	5,9 % à 7,4 %	66	66	5,9 % à 7,4 %
	2 411	2 402		2 365	2 356	
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(245)	(245)		(244)	(244)	
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>2 166</b>	<b>2 157</b>		<b>2 121</b>	<b>2 112</b>	

<sup>1</sup> 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 une dette de 100 millions de dollars, portant intérêt à un taux fixe de 6,6 %, en une dette à taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt. Ces swaps de taux d'intérêt viennent à échéance en juin 2011 (*note 4*).

La société a converti une dette de 100 millions de dollars américains, portant intérêt à un taux fixe de 6,9 %, en une dette à taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt. Ces swaps de taux d'intérêt viennent à échéance en mars 2018 (*note 4*).

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont comme suit :

	<b>Trois mois terminés les</b>	
	<b>2009</b>	<b>31 mars 2008</b>
Intérêts sur la dette à long terme	<b>39</b>	32
Intérêts sur la dette à court terme	<b>4</b>	10
Intérêts créditeurs	<b>(2)</b>	(5)
Intérêt capitalisé	<b>(8)</b>	(4)
<b>Intérêts débiteurs, montant net</b>	<b>33</b>	33

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

## **9. OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS**

Les variations de l'obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sont résumées ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	297
Passifs contractés pendant la période	1
Passifs réglés pendant la période	(8)
Charge de désactualisation	6
Variation des taux de change	2
	298
Moins la tranche échéant à moins d'un an	(48)
<b>Solde au 31 mars 2009</b>	<b>250</b>

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.

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

Au cours du premier trimestre de 2009, TransAlta a réglé un montant précédent de 7 millions de dollars au titre d'un élément commercial.

## **11. AUTRES PRODUITS**

En 2009, la société a réglé une émission commerciale en cours et obtenu un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars. En 2008, du matériel d'exploitation minière ayant une valeur comptable nette de 2 millions de dollars a été vendu par suite de la cessation des activités minières de la mine de charbon de Centralia, pour un produit de 7 millions de dollars.

## 12. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les variations des participations sans contrôle sont fournies ci-après :

Solde au 31 décembre 2008	469
Distributions versées	(16)
Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans le bénéfice net	14
<b>Au 31 mars 2009</b>	<b>467</b>

## 13. 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 2009, la société avait 197,8 millions d'actions ordinaires (197,6 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2008) émises et en circulation. Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2009, 0,2 million d'actions (0,4 million d'actions au 31 mars 2008) ont été émises pour un produit de néant (11 millions de dollars au 31 mars 2008). En 2009, les actions émises l'ont été en vertu du régime d'actionnariat fondé sur le rendement de la société et n'ont donc entraîné aucun produit au comptant.

Au cours des trois mois terminés le 31 mars 2009, aucune action (1,9 million d'actions au 31 mars 2008) n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

### B. Options sur actions

Au 31 mars 2009, la société avait attribué 1,6 million d'options sur actions en cours à des employés (1,7 million d'options sur actions au 31 décembre 2008). Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, aucune option n'a été exercée ou annulée et 0,1 million d'options sont venues à échéance. 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, et aucune option n'a été annulée.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, le montant total lié aux options sur actions constaté dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été de 0,7 million de dollars.

## 14. CAPITAUX PROPRES

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
<b>Solde au 31 décembre 2008</b>	1 761	688	61	2 510
Bénéfice net	-	42	-	42
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	6	(57)	-	(51)
Gains sur la conversion des états financiers d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes	-	-	19	19
Gains sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	189	189
Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie pendant les périodes antérieures transférés au bilan et au bénéfice net de la période considérée	-	-	(27)	(27)
<b>Solde au 31 mars 2009</b>	<b>1 767</b>	<b>673</b>	<b>242</b>	<b>2 682</b>

Les composantes du cumul des autres éléments du résultat étendu sont présentées ci-après :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>	<b>31 déc. 2008</b>
Gains latents cumulatifs (pertes latentes cumulatives) découlant de la conversion des états financiers d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes	12	(7)
Gains latents cumulatifs sur couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	230	68
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>242</b>	<b>61</b>

### Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le 5 mai 2008, TransAlta a annoncé son intention de renouveler le programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 5 mai 2009. L'approbation reçue permet à la société de racheter jusqu'à 19,9 millions de ses actions ordinaires, ce qui représente 10 % des 199 millions d'actions ordinaires émises et en circulation au 23 avril 2008, à des fins d'annulation. Tout rachat sera effectué librement à la TSX au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Les rachats d'actions en vertu de l'offre publique de rachat de la société dans le cours normal des affaires se présentent comme suit :

	<b>Trois mois terminés les</b>	
	<b>2009</b>	<b>31 mars 2008</b>
Total des actions acquises	-	1 908 900
Prix d'acquisition moyen par action	-	31,43
<b>Coût total</b>	-	60
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	-	17
<b>Réduction des bénéfices non répartis</b>	-	43

## 15. CAPITAL

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

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2009</b>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>(Diminution)/ augmentation</b>
Dette à court terme, incluant la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	<b>622</b>	687	(65)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>(49)</b>	(50)	1
	<b>573</b>	637	(64)
Dette à long terme			
Recours	<b>1 927</b>	1 889	38
Sans recours	<b>239</b>	232	7
Participations sans contrôle	<b>467</b>	469	(2)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires			
Actions ordinaires	<b>1 767</b>	1 761	6
Bénéfices non répartis	<b>673</b>	688	(15)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	<b>242</b>	61	181
	<b>5 315</b>	5 100	215
<b>Total du capital</b>	<b>5 888</b>	5 737	151

La stratégie globale de gestion du capital de TransAlta est demeurée inchangée par rapport à celle du 31 décembre 2008.

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 désire gérer le capital de la société conformément aux cibles suivantes :

	<b>31 mars 2009</b>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>Cible</b>
Flux de trésorerie/intérêts (multiples)	<b>6,6</b>	7,2	Minimum de 4
Flux de trésorerie/total de la dette (%)	<b>29,9</b>	31,1	Minimum de 25
Dette/capital investi (%)	<b>46,5</b>	48,1	Maximum de 55

Les sorties de fonds nettes provenant des activités d'exploitation, après les dividendes et les achats d'immobilisations du premier trimestre de 2009, sont résumées comme suit :

	<b>Trois mois terminés les 31 mars</b>		
	<b>2009</b>	<b>2008</b>	<b>(Diminution)/ augmentation</b>
Flux de trésorerie d'exploitation	<b>83</b>	237	(154)
Dividendes versés	<b>(54)</b>	(51)	(3)
Dépenses en immobilisations	<b>(131)</b>	(150)	19
<b>(Sorties) rentrées de fonds nettes</b>	<b>(102)</b>	36	(138)

Pour les trois mois terminés le 31 mars 2009, la diminution du total des flux de trésorerie nets tient surtout à la baisse du bénéfice et aux variations moins favorables du fonds de roulement liées surtout à la date des paiements selon les contrats d'achat d'électricité. TransAlta veut maintenir des soldes de trésorerie suffisants et obtenir des facilités de crédit consenties afin de financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à ses affaires.

Les modalités et conditions financières des débentures et des facilités de crédit de la société n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2008.



La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes n'a pas changé depuis le 31 décembre 2008.

## **16. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES**

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et EPCOR Power Development Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 31 mars 2009, TAGP avait reçu 44 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au premier trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour les livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon au moment du début des activités.

CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. Les valeurs de ces contrats s'établiront à 3 millions de dollars américains pour les exercices se terminant les 31 décembre 2009 et 2010.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une filiale de TransAlta, TA Cogen, a conclu divers swaps sur transport avec TAGP. TAGP exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un 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, du swap est égal au total des livraisons 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, limitant ainsi son risque au risque de contrepartie.

## **17. 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.

## **18. ENGAGEMENTS**

Le 29 janvier 2009, TransAlta a annoncé deux accroissements de la capacité nominale à la centrale Keephills en Alberta. La capacité des unités 1 et 2 de Keephills sera accrue de 23 MW dans chaque cas, pour atteindre un total de 450 MW, et ces unités devraient être opérationnelles d'ici la fin de 2011 et 2012, respectivement. Le coût en capital estimatif des projets est de 68 millions de dollars.

Natural Forces Technologies Inc. a avisé par écrit la société de son choix d'exercer l'option d'achat de 17 % du projet de Kent Hills pour environ 30 millions de dollars. Natural Forces Technologies Inc. peut exercer son option jusqu'au 2 juin 2009.

## **19. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE**

Il n'y a eu aucun changement au titre du montant offert par la société à l'égard des remboursements dus par TransAlta pour les ventes qu'elle a faites dans les marchés organisés du California Power Exchange et du California Independent System Operator depuis le 31 décembre 2008.

## **20. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT**

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre d'arrangements contractuels avec certaines filiales de la société. Si la société ou ses filiales ne règlent pas les montants à payer en vertu de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'entremise de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent aux bilans consolidés. Les lettres de crédit ne comprennent pas de dispositions de recours, et la société ne détient aucun actif à titre de nantissement relativement aux garanties émises. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2009 totalisaient 374 millions de dollars (430 millions de dollars au 31 décembre 2008), et aucun montant (néant au 31 décembre 2008) n'a été exercé par des tierces parties en vertu de ces arrangements. TransAlta a un total de facilités de crédit consenties de 2,2 milliards de dollars (2,2 milliards de dollars au 31 décembre 2008), dont un montant de 1,5 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2008) disponible qui n'avait pas été prélevé au 31 mars 2009, assorties des modalités d'emprunt habituelles.

## 21. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. 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 2009	Expansion de l'entreprise et commercialisation			Total
	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	
Produits	741	15	-	756
Combustible et achats d'électricité	(375)	-	-	(375)
	366	15	-	381
Exploitation, entretien et administration	146	6	22	174
Amortissement	111	1	5	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	270	(1)	27	296
	96	16	(27)	85
Gain de change				1
Intérêts débiteurs, montant net (note 8)				(33)
Autres produits (note 11)				7
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>60</b>

Trois mois terminés le 31 mars 2008	Expansion de l'entreprise et commercialisation			Total
	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	
Produits	788	15	-	803
Combustible et achats d'électricité	(370)	-	-	(370)
	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)	-	-
	212	3	29	244
	206	12	(29)	189
Perte de change				(1)
Intérêts débiteurs, montant net (note 8)				(33)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(97)
Autres produits (note 11)				5
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>63</b>

## B. Principales informations du bilan consolidé

<b>Au 31 mars 2009</b>	<b>Production</b>	<b>Expansion de l'entreprise et commer- cialisation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Écart d'acquisition	115	30	-	145
Total des actifs sectoriels	7 213	178	487	7 878

<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>Production</b>	<b>Expansion de l'entreprise et commer- cialisation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Écart d'acquisition	112	30	-	142
Total des actifs sectoriels	7 110	206	499	7 815

Une hausse des taux de change a entraîné une variation de 3 millions de dollars de l'écart d'acquisition dans un établissement étranger autonome.

## C. Principales informations sur les flux de trésorerie consolidés

<b>Trois mois terminés le 31 mars 2009</b>	<b>Production</b>	<b>Expansion de l'entreprise et commer- cialisation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Dépenses en immobilisations	127	-	4	131

<b>Trois mois terminés le 31 mars 2008</b>	<b>Production</b>	<b>Expansion de l'entreprise et commer- cialisation</b>	<b>Siège social</b>	<b>Total</b>
Dépenses en immobilisations	148	1	1	150

## D. Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie consolidés

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

	<b>Trois mois terminés les 31 mars</b>	
	<b>2009</b>	<b>2008</b>
Dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés	117	104
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	10	5
Charge de désactualisation, comprise dans la dotation aux amortissements	(6)	(5)
Divers	-	3
Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés	121	107

## 22. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autre	Total
<b>Trois mois terminés le 31 mars 2009</b>				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	-	-	1
Intérêts débiteurs	5	1	1	7
Rendement réel des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de (l'actif) l'obligation transitoire net(te)	(2)	-	-	(2)
Charge au titre des prestations déterminées	-	1	1	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	7	-	-	7
Charge nette	7	1	1	9
<b>Trois mois terminés le 31 mars 2008</b>				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	-	1	2
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement réel des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Amortissement de (l'actif) l'obligation 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

## 23. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

### Projet d'énergie éolienne d'Ardenville

Le 28 avril 2009, la société a annoncé le projet de conception, de construction et d'exploitation d'Ardenville, un projet d'énergie éolienne de 72 MW dans le sud de l'Alberta. Le coût en capital estimatif du projet est de 135 millions de dollars. Les activités commerciales devraient débuter au cours du premier trimestre de 2011.