



TRANSALTA CORPORATION

COMMUNIQUÉ DE PRESSE

TransAlta affiche une croissance record des flux de trésorerie et une croissance à deux chiffres du résultat par action pour l'exercice.

- Le résultat par action aux fins de comparaison¹ de 2008 s'est accru de 11 % pour atteindre 1,46 \$ en regard de 1,31 \$ en 2007.
- Les flux de trésorerie d'exploitation ont dépassé le cap de un milliard de dollars pour l'exercice.
- Le bilan est demeuré ferme; les liquidités disponibles sont de 1,4 milliard de dollars.
- Mise en service complète du parc d'éoliennes de Kent Hills de 96 mégawatts (MW) conformément à l'échéancier et au budget.
- Annonce de deux augmentations de la capacité nominale à son installation de Keephills pour un ajout de capacité totale de 46 MW.

CALGARY (Alberta) (29 janvier 2009) – TransAlta Corporation (TransAlta) (TSX : TA; NYSE : TAC) a présenté aujourd'hui un bénéfice aux fins de comparaison de 290 millions de dollars (1,46 \$ par action) en 2008 en regard de 264 millions de dollars (1,31 \$ par action) en 2007. Le bénéfice net de l'exercice s'est établi à 235 millions de dollars (1,18 \$ par action) en regard de 309 millions de dollars (1,53 \$ par action) en 2007.

L'amélioration des résultats aux fins de comparaison découle des hausses de prix de l'électricité en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique, d'une augmentation de la production marchande et d'un accroissement des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques. Ces gains ont été en partie annihilés par une baisse des marges brutes du secteur Production à cause des interruptions non planifiées plus élevées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une interruption non planifiée à Genesee 3 occasionnée par une défaillance des aubes de turbine.

«TransAlta a affiché des flux de trésorerie d'exploitation record et a atteint son objectif d'obtenir une croissance à deux chiffres du résultat par action aux fins de comparaison, a déclaré Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta. Cela démontre la force et la souplesse que nous avons acquises dans nos secteurs.»

Le bénéfice net pour l'exercice a accusé un recul surtout à cause de la quote-part de la perte après impôts de 62 millions de dollars liée à la réduction de la valeur de l'entreprise mexicaine de TransAlta et de la hausse des impôts sur les bénéfices pour la société. Le bénéfice net en 2007 comprenait un gain non récurrent d'environ 48 millions de dollars (0,24 \$ par action) attribuable à une réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés au Canada.

Les flux de trésorerie d'exploitation de l'exercice terminé le 31 décembre 2008 se sont élevés à 1 038 millions de dollars, comparativement à 847 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. L'accroissement des flux de trésorerie d'exploitation en 2008 a découlé de la hausse du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement. En 2008, TransAlta a aussi reçu 13 paiements au titre des contrats d'achat d'électricité (CAÉ) en regard de 12 paiements en 2007.

¹ La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux actionnaires d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Une explication et un rapprochement de cette mesure financière non conforme aux PCGR figurent à la page 33 du présent communiqué de presse.

Le bilan et les ratios financiers de TransAlta demeurent fermes, et la société maintient des notations de premier ordre stables. La société a accès à des facilités de crédit consenties de 2,2 milliards de dollars et, au 31 décembre 2008, un montant de 1,4 milliard de dollars était disponible.

«Notre excellente situation financière et la discipline dont nous faisons preuve fournissent une plateforme nous permettant de naviguer dans la conjoncture difficile qui s'annonce, a déclaré M. Snyder. Notre objectif pour 2009 consistera à maintenir notre liquidité financière tout en améliorant la disponibilité à nos installations thermiques de l'Alberta et en continuant d'endiguer les coûts pour faire face à des marchés affligés par la récession.»

Au cours du quatrième trimestre de 2008, TransAlta a affiché un bénéfice aux fins de comparaison de 79 millions de dollars (0,40 \$ par action) par rapport à 103 millions de dollars (0,51 \$ par action) au quatrième trimestre de 2007.

La diminution du bénéfice aux fins de comparaison a été occasionnée par une baisse des marges brutes du secteur Production résultant du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et de l'interruption non planifiée à Genesee 3. Cette baisse a été en partie compensée par un accroissement des intérêts créditeurs par suite d'un avis de cotation favorable.

Le bénéfice net pour le quatrième trimestre de 2008 s'est établi à 94 millions de dollars (0,47 \$ par action) comparativement à 130 millions de dollars (0,64 \$ par action) au quatrième trimestre de 2007. Le bénéfice net a diminué surtout à cause de la réduction du taux fédéral d'imposition des sociétés au Canada au quatrième trimestre de 2007.

Les flux de trésorerie d'exploitation au quatrième trimestre de 2008 se sont élevés à 428 millions de dollars, une hausse de 236 millions de dollars par rapport à 192 millions de dollars réalisés au trimestre correspondant de 2007. Cette augmentation découle des paiements plus élevés au titre des CAÉ reçus au cours du trimestre et d'autres variations favorables du fonds de roulement.

L'ensemble des centrales a atteint une disponibilité de 85,8 % pour l'exercice en regard de 87,2 % en 2007. La baisse de la disponibilité est imputable au nombre plus élevé d'interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3 et à l'interruption planifiée à la centrale thermique de Centralia. Cette baisse a été compensée en partie par une réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia. La disponibilité de l'ensemble des centrales pour le quatrième trimestre a atteint 86,2 % en regard de 91,8 % au quatrième trimestre de 2007 en raison du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et non planifiées.

Le 31 décembre 2008, TransAlta a démarré les activités commerciales à son parc éolien de 96 MW de Kent Hills d'une valeur de 170 millions de dollars. Kent Hills, en vertu d'un CAÉ de 25 ans conclu avec Énergie Nouveau-Brunswick, fournira 280 000 mégawattheures par année, soit assez d'électricité pour répondre aux besoins d'environ 17 300 résidences.

Événements postérieurs à la date du bilan

TransAlta a annoncé aujourd'hui qu'elle allait procéder à deux accroissements de la capacité nominale de 23 MW à sa centrale de Keephills en Alberta. La capacité des unités 1 et 2 de Keephills sera portée à 406 MW, et ces dernières devraient être opérationnelles d'ici la fin de 2011 et 2012, respectivement. Le coût total en capital estimatif des projets est de 68 millions de dollars.

TransAlta tiendra une conférence téléphonique et une webémission à 9 h HR (11 h HE) aujourd'hui qui portera sur ses résultats. La conférence téléphonique commencera par une brève allocution de Steve Snyder, président et chef de la direction, et de

Brian Burden, vice-président à la direction et chef de la direction des finances, et sera suivie d'une période de questions et réponses à l'intention des analystes, des investisseurs et d'autres parties intéressées, puis d'une autre période de questions à l'intention des médias.

Veillez communiquer avec le téléphoniste cinq minutes avant le début de la conférence téléphonique et lui préciser qu'il s'agit de la société TransAlta Corporation et que l'animatrice se nomme Jennifer Pierce.

Numéros à composer :

Pour les participants de Calgary : 403-269-4703

Pour les participants de Toronto : 416-883-7132

Numéro sans frais en Amérique du Nord : 1-888-205-4499

Code d'accès du participant : 26326#

Un lien vers la webémission en direct sera disponible sur le site Web de TransAlta, à l'adresse www.transalta.com à la rubrique Webémissions dans la section Relations avec les investisseurs. Si vous n'êtes pas en mesure de participer à l'appel, vous pourrez accéder à son enregistrement en composant le 1-877-245-4531, code d'accès de TransAlta 778513#. La transcription de la conférence sera publiée sur le site Web de TransAlta environ une journée après la conférence téléphonique.

Note : Si vous utilisez un poste téléphonique mains libres, décrochez le combiné et faites le un pour poser une question.

TransAlta est une société de production et de commercialisation de gros d'énergie axée sur la création d'une valeur à long terme pour les actionnaires. Nous maintenons un profil de risque peu élevé grâce à un portefeuille d'actifs en grande partie exploités à contrats au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous mettons l'accent sur l'exploitation efficiente de nos centrales alimentées au charbon et au gaz, ainsi que de nos centrales hydroélectriques et d'énergie renouvelable en vue de fournir à notre clientèle une source d'énergie fiable à faible coût. Depuis près de 100 ans, nous exerçons nos activités de manière responsable et nous sommes fiers de contribuer aux collectivités au sein desquelles nous travaillons et vivons.

Le présent communiqué de presse peut renfermer des énoncés prospectifs, notamment des énoncés concernant les activités et le rendement financier attendu de TransAlta Corporation. Ces énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Ces énoncés sont assujettis à un certain nombre de risques et d'incertitudes qui peuvent faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux envisagés par les énoncés prospectifs. Certains des facteurs qui pourraient entraîner cet écart comprennent les faits nouveaux en matière de lois ou de réglementations, la concurrence, les activités des marchés financiers mondiaux, les modifications apportées aux taux d'intérêt, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale des régions géographiques dans lesquelles TransAlta Corporation exerce ses activités.

Note : Tous les montants sont en dollars canadiens, à moins d'indication contraire.

Pour de plus amples renseignements :

Médias :

Michael Lawrence

Directeur, Relations externes

Téléphone : 403-267-7330

Courriel : michael_lawrence@transalta.com

Investisseurs :

Jennifer Pierce

Vice-présidente, Communications et Relations avec les investisseurs

Téléphone : 403-267-7622

Jess Nieukerk

Directeur, Relations avec les investisseurs

Téléphone : 403-267-3607

Courriel : investor_relations@transalta.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 communiqué, l'incidence des fluctuations des taux de change sur les opérations et les soldes en devises est abordée en même temps que les éléments pertinents de l'état des résultats et du bilan. Bien que les éléments du bilan subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments est reflétée à la section des capitaux propres des bilans consolidés. Les montants en dollars des tableaux sont en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action, à moins d'avis contraire.

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Disponibilité (%)	86,2	91,8	85,8	87,2
Production (GWh)	12 656	13 440	48 891	50 395
Produits	808 \$	783 \$	3 110 \$	2 775 \$
Marge brute ¹	410 \$	435 \$	1 617 \$	1 544 \$
Bénéfice d'exploitation ¹	127 \$	184 \$	533 \$	541 \$
Bénéfice net	94 \$	130 \$	235 \$	309 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,47 \$	0,64 \$	1,18 \$	1,53 \$
Résultat par action aux fins de comparaison ¹	0,40 \$	0,51 \$	1,46 \$	1,31 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	428 \$	192 \$	1 038 \$	847 \$
Flux de trésorerie disponibles ¹	154 \$	(81) \$	121 \$	111 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,27 \$	0,25 \$	1,08 \$	1,00 \$
			31 déc. 2008	31 déc. 2007
Total de l'actif			7 815 \$	7 157 \$
Total des passifs financiers à long terme			3 193 \$	2 858 \$

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 a chuté à 86,2 % en regard de 91,8 % à la période correspondante de 2007 surtout à cause de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3 et de la hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancées par un nombre moins élevé d'interruptions non planifiées et une réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia.

La disponibilité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a glissé à 85,8 % par rapport à 87,2 % à la période correspondante de 2007 à cause de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3 et de la

¹ 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 33 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net et les flux de trésorerie d'exploitation.

hausse des interruptions planifiées par suite de modifications apportées au matériel à la centrale thermique de Centralia, en partie compensées par une réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia attribuable aux essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de la Powder River en 2007.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, la production a baissé de 784 gigawattheures («GWh») comparativement à la même période en 2007, en raison de la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3 combinée à un accroissement des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Sarnia, éléments en partie contrebalancés par une augmentation de la demande des clients dans l'Ouest canadien ainsi qu'une baisse des interruptions non planifiées et une réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la production a chuté de 1 504 GWh en regard de la période correspondante de 2007, à cause d'une hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3, d'une augmentation des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia, d'une baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia et de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia au deuxième trimestre, en partie compensés par une diminution des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, la montée des volumes marchands découlant de l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 4 à la centrale de Sundance et la réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia résultant des essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de la Powder River en 2007.

BÉNÉFICE NET

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Bénéfice net de 2007	130 \$	309 \$
(Diminution) augmentation des marges brutes du secteur Production	(31)	7
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché – Production	(5)	16
Augmentation des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	11	50
Augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(23)	(60)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(9)	(22)
Gain sur la vente de matériel d'exploitation minière en 2007	(1)	(11)
Diminution des intérêts débiteurs nets	22	23
Diminution (augmentation) de la quote-part de la perte de sociétés satellites	36	(47)
Augmentation des participations sans contrôle	(9)	(13)
Augmentation de la charge d'impôts	(23)	(3)
Divers	(4)	(14)
Bénéfice net de 2008	94 \$	235 \$

Les marges brutes du secteur Production¹, déduction faite des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont baissé pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 par suite d'une hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3, d'un accroissement des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et

¹ La marge brute n'est pas définie selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 33 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur cet élément, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

d'une diminution des prix obtenus, en partie contrebalancés par des taux de change favorables et une augmentation de la production à la centrale thermique de Centralia.

Les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont progressé pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 par suite de l'établissement de prix favorables, de la réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia et de la hausse des volumes marchands en raison de l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 4 à notre centrale de Sundance, en partie contrebalancés par l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à Genesee 3.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont augmenté par rapport à la période correspondante en 2007, en raison du succès des stratégies de négociation portant sur la volatilité des prix sur tous les marchés, en partie contrebalancé par la baisse des résultats dans la région de l'ouest, découlant des diverses tendances climatiques et de leurs répercussions sur les prix du marché.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont augmenté par rapport à la période correspondante en 2007, surtout grâce aux résultats soutenus dans tous les marchés. Au 31 décembre 2008, la quasi-totalité de ces positions avaient été réglées.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 ont grimpé par rapport à la même période en 2007, en raison de l'accroissement des charges de rémunération résultant de l'augmentation des marges brutes de négociation, de la progression des activités d'entretien planifié, des taux de change défavorables et des hausses de coûts, en partie compensés par les économies réalisées résultant de l'efficacité opérationnelle.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à la même période en 2007, en raison des hausses de coûts, de l'augmentation des coûts des activités d'entretien planifié et de l'accroissement des charges de rémunération.

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 s'est accrue en regard de la période correspondante en 2007, à cause de la mise hors service d'immobilisations qui n'étaient pas entièrement amorties par suite des activités d'entretien planifié et de l'accroissement des dépenses en immobilisations.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la dotation aux amortissements a progressé par rapport à la même période en 2007, en raison de l'accroissement des dépenses en immobilisations, de la mise hors service d'immobilisations qui n'étaient pas entièrement amorties en raison des activités d'entretien planifié et de la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite de modifications apportées au matériel de la centrale thermique de Centralia.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, nous avons vendu du matériel antérieurement utilisé par nos activités minières de Centralia, réalisant ainsi un gain avant impôts de 5 millions de dollars. Aucun matériel n'a été vendu au cours du quatrième trimestre de 2008.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, les intérêts débiteurs nets ont diminué par rapport à la même période en 2007, surtout en raison des intérêts reçus au règlement d'un problème fiscal et des intérêts capitalisés plus élevés, en partie contrebalancés par une baisse des intérêts créditeurs provenant des dépôts en espèces.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, il n'y a eu aucune quote-part de la perte de sociétés satellites par suite de la vente de nos activités mexicaines le 8 octobre 2008. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue en raison de la réduction de valeur de notre placement au Mexique au premier trimestre de 2008, en partie compensée par une charge d'impôts constatée en 2007 par suite des modifications apportées à la législation fiscale au Mexique. Se reporter à la rubrique des événements importants pour plus de détails sur la vente de nos activités mexicaines.

La charge d'impôts a augmenté pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 comparativement à la même période en 2007, en raison des recouvrements constatés en 2007 par suite des modifications apportées aux taux d'imposition futurs, éléments en partie contrebalancés par une baisse du bénéfice. La charge d'impôts pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 est comparable à celle de la période correspondante de 2007.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 ont augmenté de 236 millions de dollars, en raison des variations favorables du fonds de roulement surtout dues aux montants reçus pour les CAÉ, d'une baisse des soldes des stocks et d'une augmentation des montants à recevoir. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les flux de trésorerie d'exploitation se sont accrus de 191 millions de dollars par suite de la hausse du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement surtout attribuables à la fréquence des montants reçus au titre des CAÉ en 2008.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 comprennent un paiement de 116 millions de dollars reçu le 2 janvier 2008 relativement aux produits tirés des CAÉ en 2007. De même, les flux de trésorerie d'exploitation de 2007 incluent un paiement de 185 millions de dollars reçu le 2 janvier 2007 relativement aux produits tirés des CAÉ en 2006. La fréquence des flux de trésorerie provenant des CAÉ varie, ce qui a entraîné la réception de paiements sur des périodes de 13 et 12 mois, respectivement, en 2008 et 2007.

Les flux de trésorerie disponibles¹ pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 ont augmenté par rapport à la période correspondante en 2007 surtout en raison de la hausse des flux de trésorerie d'exploitation. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les flux de trésorerie disponibles¹ ont progressé par suite d'un accroissement des flux de trésorerie d'exploitation, en partie contrebalancé par l'ajustement lié à la fréquence des paiements prévus reçus en vertu des CAÉ.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trois mois terminés le 31 décembre 2008

Parc d'éoliennes de Kent Hills

Le 31 décembre 2008, notre parc d'éoliennes de 96 MW de Kent Hills, situé à 30 kilomètres au sud-ouest de Moncton, au Nouveau-Brunswick, a démarré ses activités commerciales. Ce projet a été livré selon l'échéancier et le budget.

Projet de captage et de stockage du carbone («CSC»)

Le 18 décembre 2008, nous avons annoncé la participation de TransCanada PipeLines Limited à notre projet d'aménagement de la première installation entièrement intégrée de CSC au Canada. Une fois achevée, l'installation de CSC sera l'une des plus vastes dans le monde et la première à avoir un système de stockage souterrain intégré. Le projet exploitera la technologie brevetée de captage de carbone à base d'ammoniac réfrigéré d'Alstom Canada et sera conçu pour capter une mégatonne de dioxyde de

¹ Les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 33 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur cet élément, y compris un rapprochement avec les flux de trésorerie d'exploitation.

carbone («CO₂») à l'une de nos centrales thermiques de l'Alberta. Le CO₂ sera utilisé pour assurer une récupération améliorée du pétrole et sera aussi injecté dans un site de stockage géologique permanent.

Débetures

Le 10 octobre 2008, TransAlta Utilities Corporation («TAU») a racheté et annulé des débetures en circulation totalisant 50 millions de dollars avec l'accord des porteurs de débetures. À l'émission, les débetures portaient intérêt à un taux fixe de 5,66 % et venaient à échéance en 2033.

Genesee 3

Le 10 octobre 2008, la centrale Genesee 3, une coentreprise de 450 MW avec EPCOR Utilities Inc. («EPCOR») (participation nette de 225 MW), a dû interrompre ses activités en raison d'une défaillance des aubes de turbine. EPCOR, l'exploitant de la centrale, a remis l'unité en service le 18 novembre 2008. Par suite de cette interruption, la production totale du quatrième trimestre a baissé de 210 GWh, et la marge brute a diminué de 15 millions de dollars.

Activités mexicaines

Le 8 octobre 2008, nous avons conclu la vente des activités mexicaines à InterGen Global Ventures B.V. («InterGen») pour un produit brut de 334 millions de dollars (303,5 millions de dollars américains). La vente comprenait les centrales des deux installations et toutes les ententes commerciales connexes.

La perte nette réelle découlant de la vente s'est établie à un montant de 62 millions de dollars, calculé comme suit :

Produit tiré de contrats		334 \$
Moins : frais de fermeture		(3)
Produit net, exclusion faite de l'encaisse de		331 \$
1 million de dollars		
Valeur comptable du placement		420
Perte avant pertes de change reportées		89
Pertes de change reportées sur l'actif net des activités mexicaines	147 \$	
Gains reportés sur instruments financiers désignés comme couvertures de l'actif net des activités mexicaines	(148)	
Charge d'impôts sur instruments financiers	9	
Pertes de change reportées		8
Perte avant impôts sur les bénéfices		97 \$
Recouvrement d'impôts		35
Perte nette		62 \$

L'écart entre la perte estimative de 65 millions de dollars sur notre vente des activités mexicaines et la perte nette réelle de 62 millions de dollars résulte d'un accroissement du bénéfice de nos actifs mexicains entre le premier trimestre et la date de conclusion de la vente. La charge brute de 97 millions de dollars est constatée dans la quote-part de la perte de sociétés satellites.

Exercice terminé le 31 décembre 2008

Négociations de contrats avec l'International Brotherhood of Electrical Workers («IBEW»)

Le 18 juillet 2008, puisque nous avons été incapables de conclure une entente avec l'IBEW qui représente les employés des centrales thermiques et des centrales hydroélectriques de l'Alberta, le gouvernement de l'Alberta a approuvé notre demande visant à transmettre le différend à un comité d'enquête sur les différends. Ce processus a suspendu la possibilité pour l'IBEW de faire la grève et nous empêche d'imposer un lock-out. Les négociations se sont poursuivies pendant ce processus avec l'aide d'un médiateur nommé par le gouvernement.

Le 19 septembre 2008, le comité d'enquête sur les différends est parvenu à la conclusion que les membres du syndicat des trois centrales de TransAlta étaient tenus de participer à un vote conformément aux modalités initiales du Protocole de règlement. Des discussions ont eu lieu avec la commission des relations de travail et l'IBEW pour établir le processus de vote et, le 17 octobre 2008, les membres de l'IBEW à nos centrales thermiques et hydroélectriques de l'Alberta ont voté en faveur de l'acceptation de notre offre modifiée et de la ratification du Protocole de règlement.

Possibilité de transaction avec LS Power et Global Infrastructure

Le 18 juillet 2008, nous avons reçu une lettre indicative de LS Power Equity Partners, entité associée à Luminus Management LLC, et de Global Infrastructure Partners visant à entreprendre des discussions sur l'acquisition possible de TransAlta.

Le 6 août 2008, le conseil d'administration a conclu à l'unanimité que ce montant était inférieur à la valeur de la société et que cette proposition ne servait pas les intérêts de TransAlta et de ses actionnaires. Le conseil a pris sa décision à la suite d'un examen détaillé et complet effectué par un comité spécial composé d'administrateurs indépendants et en se fondant sur l'avis de conseillers financiers et juridiques.

Le 7 octobre 2008, LS Power Equity Partners et Global Infrastructure Partners ont annoncé le retrait de leur proposition, exposée dans la lettre du 18 juillet 2008.

Débetures

Le 31 juillet 2008, des débetures de 100 millions de dollars émises par TAU ont été rachetées par le porteur des débetures au prix de 98,45 \$ pour chaque tranche de notionnel de 100 \$. À l'émission, les débetures portaient intérêt à un taux fixe de 5,49 %, venaient à échéance en 2023 et étaient rachetables au gré du porteur en 2008.

Brèche possible à la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills

Le 26 juillet 2008, nous avons découvert une fissure dans la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills. Nous avons immédiatement avisé le ministère de l'Environnement de l'Alberta et les autorités régionales et pris les mesures nécessaires au contrôle et à l'atténuation des effets de toute brèche possible ou de l'écoulement de l'eau de la lagune. Une série de digues ont été construites dans la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills, et le risque lié à une brèche a été atténué.

Projet de captage et de stockage du carbone («CSC»)

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

Le 4 avril 2008, le gouvernement du Canada a annoncé la création d'un fonds de 125 millions de dollars pour soutenir le développement des technologies de CSC dans le cadre de l'exploitation des sables bitumineux et des centrales électriques alimentées au charbon et, le 8 juillet 2008, le gouvernement de l'Alberta annonçait son engagement à fournir 2 milliards de dollars pour le financement du développement de la technologie de CSC. Ces initiatives de financement continuent à accélérer les projets de CSC dans toute l'Alberta et en particulier le projet pilote de captage de carbone à base d'ammoniac réfrigéré, élaboré en collaboration avec Alstom Canada. Nous avons présenté une demande de financement en vertu de ces deux programmes.

Expansion de Summerview

Le 27 mai 2008, nous avons annoncé une expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview, dans le sud de l'Alberta, près de Pincher Creek. Le coût en capital total du projet est estimé à 123 millions de dollars, les activités commerciales devant démarrer au premier trimestre de 2010.

Placement d'obligations

Le 9 mai 2008, nous avons réalisé un placement de 500 millions de dollars américains d'obligations de premier rang portant intérêt à 6,65 % et venant à échéance en 2018. Le produit net tiré du placement a servi au remboursement de la dette, au financement de notre programme d'investissement à long terme et à des fins générales pour le siège social.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Le 5 mai 2008, nous avons annoncé notre intention de poursuivre l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires jusqu'au 5 mai 2009. L'approbation reçue nous permet de racheter 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, aux fins d'annulation. Tout rachat sera effectué librement à la Bourse de Toronto («TSX») au cours du marché de ces actions au moment du rachat.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, nous n'avons racheté aucune action en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (1 468 200 actions en 2007).

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, nous avons racheté 3 886 400 actions (2 371 800 actions en 2007) à un prix moyen de 33,46 \$ l'action (31,59 \$ l'action en 2007). Ce prix d'acquisition dépassait la valeur comptable moyenne pondérée de 8,95 \$ l'action, (8,92 \$ l'action en 2007), ce qui a entraîné une réduction des bénéfices non répartis de 95 millions de dollars (54 millions de dollars en 2007).

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Total des actions acquises	-	1 468 200	3 886 400	2 371 800
Prix d'acquisition moyen par action	- \$	32,79 \$	33,46 \$	31,59 \$
Total des coûts	- \$	48 \$	130 \$	75 \$
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	-	13	35	21
Réduction des bénéfices non répartis	- \$	35 \$	95 \$	54 \$

Compte tenu du niveau de volatilité actuel sans précédent sur les marchés des capitaux, nous avons décidé de suspendre les rachats en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires pour l'instant afin de maintenir une souplesse financière maximale. Nous réévaluerons les conditions des marchés des capitaux au cours de 2009 pour déterminer la meilleure utilisation des liquidités.

Accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance

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

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

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

Politique en matière de dividendes et accroissement du dividende

Le 1^{er} février 2008, le conseil d'administration a déclaré un dividende trimestriel de 0,27 \$ par action sur les actions ordinaires, soit une augmentation de 0,02 \$ par action pour le dividende trimestriel qui, sur une base annuelle, représentait un rendement de 1,08 \$ par action contre 1,00 \$.

Le 25 mars 2008, le conseil d'administration a annoncé l'adoption d'une politique officielle en matière de dividendes qui vise le versement aux actionnaires d'un dividende annuel se situant dans la fourchette de 60 % à 70 % du bénéfice aux fins de comparaison¹.

Projet d'énergie éolienne Blue Trail

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

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Accroissement de la capacité nominale des unités 1 et 2 de Keephills

Le 29 janvier 2009, nous avons annoncé un accroissement de la capacité nominale de 46 MW (23 MW par unité) 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 2012.

¹ Le bénéfice aux fins de comparaison n'est pas défini selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 33 du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur cet élément, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

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 \$.

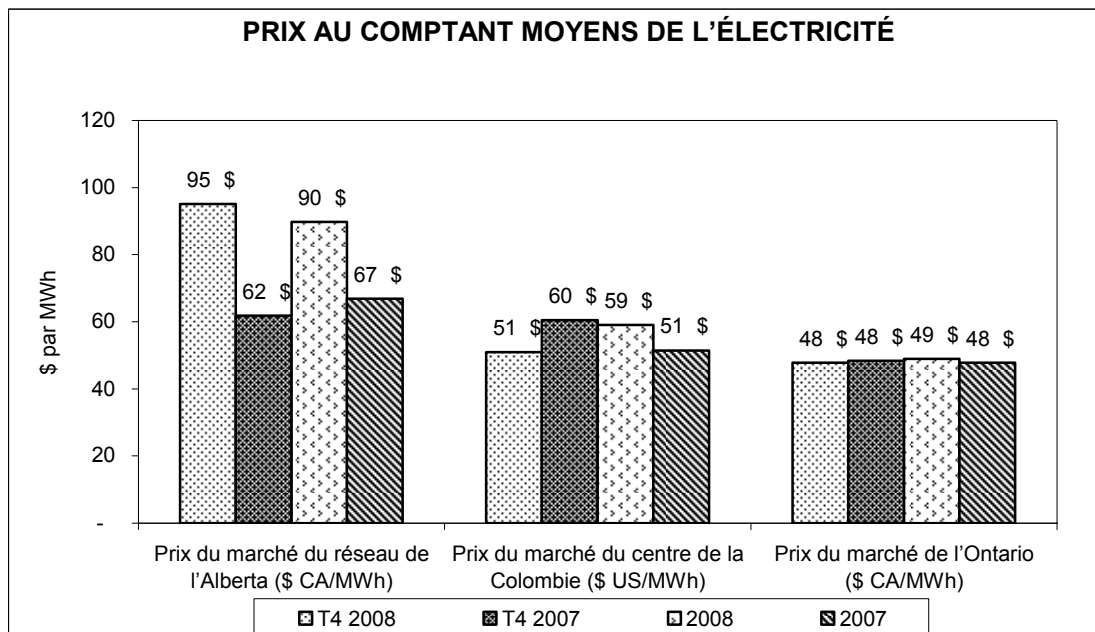
CONTEXTE D'AFFAIRES

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

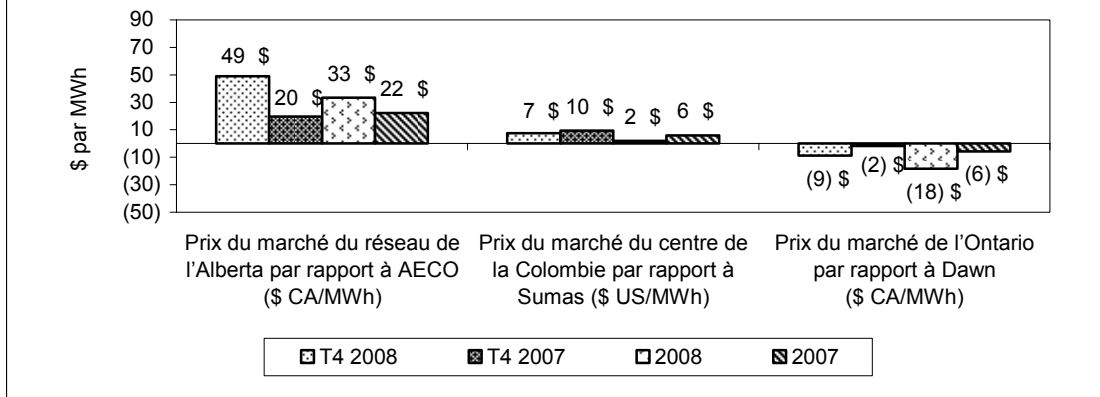
Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la page 30 du rapport annuel de 2007 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités. Notre stratégie consiste à couvrir jusqu'à 90 % de notre production avant l'année de livraison au moyen de contrats prévoyant la livraison et sur instruments financiers ou de couvertures. Ces ventes sont réparties sur une période de quatre ou cinq ans, la production étant moins couverte à mesure que le temps avance. Ces couvertures protègent notre bénéfice contre certains risques associés au marché au comptant de l'électricité.

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



MARGES ÉLECTRICITÉ-COMBUSTIBLE MOYENNES¹



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

Au cours du quatrième trimestre de 2008, les prix au comptant ont augmenté en Alberta, diminué dans la région du nord-ouest du Pacifique et n'ont pas changé en Ontario par rapport à la même période de 2007. Les prix de l'électricité ont progressé en Alberta en raison du nombre plus élevé que la normale d'interruptions aux unités. La région du nord-ouest du Pacifique a enregistré des prix au comptant plus faibles, imputables aux bas prix du gaz naturel, à la capacité limitée d'exportation pendant presque tout le trimestre et à la douceur du climat. Les prix au comptant en Ontario n'ont pas changé, les prix plus élevés du gaz naturel ayant été compensés par l'accroissement de la production d'hydroélectricité.

Au cours du quatrième trimestre de 2008, les marges électricité-combustible ont augmenté en Alberta et diminué dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, comparativement à la même période de 2007. Les marges électricité-combustible ont été plus élevées en Alberta surtout en raison de la hausse des prix de l'électricité, alors que les marges électricité-combustible ont été plus faibles dans la région du nord-ouest du Pacifique à cause de la baisse des prix. En Ontario, les marges électricité-combustible ont été plus faibles en raison des prix plus élevés du gaz naturel.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

Les résultats d'exploitation sectoriels de TransAlta sont présentés ci-dessous :

Trois mois terminés le 31 déc. 2008	Production	EEC	Siège social	Total
Produits	784 \$	24 \$	- \$	808 \$
Combustible et achats d'électricité	(398)	-	-	(398)
Marge brute	386	24	-	410
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	16	28	163
Amortissement	111	1	4	116
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4	-	-	4
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
Charges d'exploitation	242	9	32	283
Bénéfice (perte) d'exploitation	144 \$	15 \$	(32) \$	127 \$
Perte de change				(7)
Intérêts débiteurs nets				(9)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				111 \$

Trois mois terminés le 31 déc. 2007	Production	EEC	Siège social	Total
Produits	770 \$	13 \$	- \$	783 \$
Combustible et achats d'électricité	(348)	-	-	(348)
Marge brute	422	13	-	435
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	106	7	27	140
Amortissement	103	-	4	107
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4	-	-	4
Répartition des coûts intersectoriels	6	(6)	-	-
Charges d'exploitation	219	1	31	251
Bénéfice (perte) d'exploitation	203 \$	12 \$	(31) \$	184 \$
Perte de change				(3)
Gain sur la vente de matériel				1
Intérêts débiteurs nets				(31)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(36)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				115 \$

Exercice terminé le 31 déc. 2008	Production	EEC	Siège social	Total
Produits	3 005 \$	105 \$	- \$	3 110 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 493)	-	-	(1 493)
Marge brute	1 512	105	-	1 617
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	487	53	97	637
Amortissement	409	3	16	428
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	19	-	-	19
Répartition des coûts intersectoriels	30	(30)	-	-
Charges d'exploitation	945	26	113	1 084
Bénéfice (perte) d'exploitation	567 \$	79 \$	(113) \$	533 \$
Perte de change				(12)
Gain sur la vente de matériel				5
Intérêts débiteurs nets				(110)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(97)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				319 \$

Exercice terminé le 31 déc. 2007	Production	EEC	Siège social	Total
Produits	2 720 \$	55 \$	- \$	2 775 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 231)	-	-	(1 231)
Marge brute	1 489	55	-	1 544
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	447	34	96	577
Amortissement	391	1	14	406
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	20	-	-	20
Répartition des coûts intersectoriels	27	(27)	-	-
Charges d'exploitation	885	8	110	1 003
Bénéfice (perte) d'exploitation	604 \$	47 \$	(110) \$	541 \$
Gain de change				3
Gain sur la vente de matériel				16
Intérêts débiteurs nets				(133)
Quote-part de la perte de sociétés satellites				(50)
Perte avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				377 \$

PRODUCTION : Ce secteur détient et 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 2007). Au 31 décembre 2008, le secteur Production affichait une capacité de production brute¹ en exploitation de 8 482 MW (participation nette de 8 073 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 26 du rapport annuel de 2007.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 31 déc.	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	784 \$	41,86 \$	770 \$	41,72 \$
Combustible et achats d'électricité	(398)	(21,25)	(348)	(18,85)
Marge brute	386	20,61	422	22,87
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	119	6,35	106	5,74
Amortissement	111	5,93	103	5,58
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4	0,21	4	0,25
Répartition des coûts intersectoriels	8	0,43	6	0,37
Charges d'exploitation	242	12,92	219	11,94
Bénéfice d'exploitation	144 \$	7,69 \$	203 \$	10,93 \$
Capacité installée (GWh)	18 729		18 462	
Production (GWh)	12 656		13 440	
Disponibilité (%)	86,2		91,8	

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

Exercices terminés les 31 déc.	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	3 005 \$	40,63 \$	2 720 \$	37,03 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 493)	(20,18)	(1 231)	(16,76)
Marge brute	1 512	20,45	1 489	20,27
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	487	6,58	447	6,08
Amortissement	409	5,53	391	5,33
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfiques	19	0,26	20	0,27
Répartition des coûts intersectoriels	30	0,41	27	0,37
Charges d'exploitation	945	12,78	885	12,05
Bénéfice d'exploitation	567 \$	7,67 \$	604 \$	8,22 \$
Capacité installée (GWh)	73 969		73 447	
Production (GWh)	48 891		50 395	
Disponibilité (%)	85,8		87,2	

Production et marges brutes

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

Trois mois terminés le 31 déc. 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Ouest du Canada	7 842	11 749	302 \$	134 \$	168 \$	25,70 \$	11,41 \$	14,30 \$
Est du Canada	874	1 808	120	78	42	66,37	43,14	23,23
International	3 940	5 172	362	186	176	69,99	35,96	34,03
	12 656	18 729	784 \$	398 \$	386 \$	41,86 \$	21,25 \$	20,61 \$

Trois mois terminés le 31 déc. 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Ouest du Canada	8 736	11 436	369 \$	122 \$	247 \$	32,26 \$	10,67 \$	21,59 \$
Est du Canada	1 059	1 793	118	81	37	65,87	44,90	20,97
International	3 645	5 233	283	145	138	54,12	27,80	26,32
	13 440	18 462	770 \$	348 \$	422 \$	41,72 \$	18,85 \$	22,87 \$

Exercice terminé le 31 déc. 2008	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Ouest du Canada	32 364	46 096	1 314 \$	525 \$	789 \$	28,51 \$	11,39 \$	17,12 \$
Est du Canada	3 290	7 194	501	351	150	69,64	48,79	20,85
International	13 237	20 679	1 190	617	573	57,55	29,84	27,71
	48 891	73 969	3 005 \$	1 493 \$	1 512 \$	40,63 \$	20,18 \$	20,45 \$

Exercice terminé le 31 déc. 2007	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé ¹	Marge brute par MWh installé ¹
Ouest du Canada	33 398	45 385	1 302 \$	449 \$	853 \$	28,69 \$	9,90 \$	18,79 \$
Est du Canada	3 775	7 173	443	303	140	61,75	42,19	19,56
International	13 222	20 889	975	479	496	46,66	22,92	23,74
	50 395	73 447	2 720 \$	1 231 \$	1 489 \$	37,03 \$	16,76 \$	20,27 \$

¹ Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes du secteur. 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 ou au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest.

La variation de la production pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 déc. (GWh)	Exercices terminés les 31 déc. (GWh)
Production en 2007	8 736	33 398
Augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(461)	(105)
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(463)	(1 082)
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	-	379
Diminution (augmentation) des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3	50	(94)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Genesee 3	(218)	(218)
Augmentation de la demande de clients	155	60
Divers	43	26
Production en 2008	7 842	32 364

La variation de la marge brute pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Marge brute en 2007	247 \$	853 \$
Prix obtenu (défavorable) favorable et achats d'électricité	(8)	26
Augmentation des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(26)	(7)
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(39)	(77)
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	-	22
Diminution (augmentation) des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3	3	(3)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Genesee 3	(11)	(11)
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché	(2)	(3)
Hausse des coûts du charbon	(3)	(12)
Règlements commerciaux favorables en 2007	-	(12)
Divers	7	13
Marge brute en 2008	168 \$	789 \$

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel et un parc éolien mis en service le 31 décembre 2008. Se reporter à la page 39 de notre rapport annuel de 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

La production pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 a diminué de 185 GWh et 485 GWh, respectivement, surtout à cause d'un accroissement des interruptions planifiées et d'une baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia.

Pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, les marges brutes ont été comparables à celles des périodes correspondantes en 2007.

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 2007 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, la production a augmenté de 295 GWh, en raison de la diminution des interruptions non planifiées et d'une réduction moins importante de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la production s'est accrue de 15 GWh par suite de la baisse des interruptions non planifiées et d'une diminution moins marquée de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia en 2007, puisque nous avons effectué des essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de la Powder River, en partie compensées par un accroissement des interruptions planifiées découlant des modifications apportées au matériel à la centrale thermique de Centralia et l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia au deuxième trimestre.

La variation de la marge brute pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Marge brute en 2007	138 \$	496 \$
Hausse de la production à la centrale thermique de Centralia	10	5
Établissement de prix favorables	5	53
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché	(3)	20
Taux de change favorables	30	1
Divers	(4)	(2)
Marge brute en 2008	176 \$	573 \$

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 se sont accrues comparativement à la période correspondante en 2007 surtout en raison de l'accroissement des activités d'entretien planifié ainsi que des taux de change défavorables et des hausses de coûts, en partie compensés par les économies résultant des efficacies opérationnelles.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté en regard de la même période de 2007 par suite des hausses de coûts et de l'accroissement des coûts des activités d'entretien planifié.

Dotations aux amortissements

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 a augmenté en regard de la période correspondante en 2007, en raison de la mise hors service d'immobilisations qui n'avaient pas été entièrement amorties à cause des activités d'entretien planifié et de l'accroissement des dépenses en immobilisations.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la dotation aux amortissements a progressé par rapport à la même période en 2007, en raison de l'accroissement des dépenses en immobilisations, de la mise hors service d'immobilisations qui n'ont pas été entièrement amorties par suite des activités d'entretien planifié et de la mise hors service anticipée de certaines composantes en raison des modifications apportées au matériel de la centrale thermique de Centralia.

EXPANSION DE L'ENTREPRISE ET COMMERCIALISATION : *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats sur produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte des marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque est une mesure clé des activités de négociation du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.*

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est responsable de la gestion des activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en 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 approfondie du traitement comptable de nos opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la page 40 du rapport annuel de 2007.

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Marge brute	24 \$	13 \$	105 \$	55 \$
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	16	7	53	34
Amortissement	1	-	3	1
Répartition des coûts intersectoriels	(8)	(6)	(30)	(27)
Charges d'exploitation	9	1	26	8
Bénéfice d'exploitation	15 \$	12 \$	79 \$	47 \$

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont augmenté par rapport à la période correspondante en 2007, en raison du succès des stratégies de négociation portant sur la volatilité des prix sur tous les marchés, en partie contrebalancé par la baisse des résultats dans la région de l'ouest, découlant des diverses tendances climatiques et de leurs répercussions sur les prix du marché.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont progressé par rapport à la période correspondante en 2007, surtout en raison de l'accroissement des marges sur tous les marchés. Au 31 décembre 2008, la quasi-totalité de ces positions avaient été réglées.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 ont augmenté principalement en raison des charges additionnelles de rémunération liées à la négociation par suite de l'accroissement des marges brutes.

La répartition des coûts intersectoriels s'est légèrement accrue en raison de l'augmentation des travaux effectués pour le compte du secteur Production.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	42 \$	34 \$	147 \$	145 \$
Intérêts sur la dette à court terme	6	7	30	26
Intérêts créditeurs	(31)	(6)	(46)	(32)
Intérêts capitalisés	(8)	(4)	(21)	(6)
Intérêts débiteurs nets	9 \$	31 \$	110 \$	133 \$

La variation des intérêts débiteurs nets pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 par rapport aux périodes correspondantes en 2007 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Intérêts débiteurs nets en 2007	31 \$	133 \$
Intérêts créditeurs provenant du règlement des impôts	(30)	(30)
Hausse des niveaux de la dette à long terme	3	1
(Baisse) hausse des soldes de la dette à court terme	(1)	4
Baisse des intérêts créditeurs provenant des dépôts en espèces	5	16
Hausse de l'intérêt capitalisé	(4)	(15)
Variation des taux de change	5	1
Intérêts débiteurs nets en 2008	9 \$	110 \$

Les intérêts créditeurs de 30 millions de dollars présentés dans les intérêts débiteurs nets au quatrième trimestre de 2008 ont trait aux sommes versées aux autorités fiscales et à verser par celles-ci lors du règlement des questions fiscales en suspens relativement aux périodes antérieures.

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008 a progressé en raison de l'accroissement du bénéfice de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») et de l'augmentation du bénéfice de CE Generation, LLC («CE Gen»).

QUOTE-PART DE LA PERTE DE SOCIÉTÉS SATELLITES

Selon la note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), nos activités mexicaines étaient comptabilisées à titre de sociétés satellites. Le 8 octobre 2008, nous avons conclu avec succès la vente de nos activités mexicaines à InterGen au prix de 334 millions de dollars. La vente comprenait les centrales des deux installations et toutes les ententes commerciales connexes. Se reporter à la rubrique portant sur les événements importants pour plus de détails.

Le tableau ci-après résume les principales informations sur ces activités.

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Disponibilité (%)	100,0	84,3	97,5	92,7
Production (GWh)	-	727	2 646	3 084
Quote-part de la perte de sociétés satellites	- \$	(36) \$	(97) \$	(50) \$
Dépenses en immobilisations	- \$	- \$	- \$	1 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	- \$	(5) \$	2 \$	(3) \$
Intérêts débiteurs	- \$	6 \$	13 \$	27 \$

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

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, la disponibilité a été de 100,0 % par suite de l'absence d'interruptions planifiées ou non planifiées au cours de la période antérieure à la vente des activités mexicaines le 8 octobre 2008. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la disponibilité a aussi augmenté, par suite d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées à Chihuahua et des interruptions non planifiées à Campeche.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, aucun volume important de production n'a été enregistré par suite de la vente des activités mexicaines le 8 octobre 2008. La production totale a été inférieure à celle de 2007.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites a été nulle par suite de la vente de nos activités mexicaines le 8 octobre 2008. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue en raison de la réduction de valeur de notre investissement au Mexique au premier trimestre de 2008, en partie compensée par une charge d'impôts constatée en 2007 par suite des modifications apportées à la législation fiscale au Mexique.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices selon l'état des résultats	88 \$	101 \$	258 \$	329 \$
Moins : quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(36)	(97)	(50)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices et quote-part de la perte de sociétés satellites	88	137	355	379
Charge d'impôts, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites et d'autres éléments	16	30	73	86
Recouvrement d'impôts comptabilisé à la vente de la participation dans des sociétés satellites	(7)	-	(35)	-
Recouvrement d'impôts lié aux positions fiscales	(15)	(19)	(15)	(19)
Modification du taux d'imposition relatif à des périodes antérieures	-	(40)	-	(47)
Charge (recouvrement) d'impôts selon l'état des résultats	(6)	(29)	23	20
Taux d'imposition effectif (%) ¹	18	22	21	23

La charge d'impôts s'est accrue pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008 comparativement à la période correspondante en 2007, à cause des recouvrements d'impôts constatés en 2007 par suite des changements survenus dans les taux d'imposition futurs, en partie contrebalancés par une baisse du bénéfice.

La charge d'impôts pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 a été comparable à celle de la période correspondante en 2007, le recouvrement d'impôts constaté lors de la vente des activités mexicaines ayant été plus que contrebalancé par les recouvrements d'impôts comptabilisés en 2007 par suite de changements apportés aux taux d'imposition futurs.

Pour le trimestre et l'exercice terminés le 31 décembre 2008, la charge d'impôts, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites et d'autres éléments, a diminué comparativement à la même période en 2007, en raison de la baisse du bénéfice avant impôts.

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

SITUATION FINANCIÈRE

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

	Augmentation/ (diminution)	Explication
Impôts sur les bénéfiques à recevoir	12	Recouvrement d'impôts provenant de la provision de l'exercice contrebalancé par l'utilisation de paiements fiscaux anticipés
Stocks	21	Hausse des soldes des stocks attribuable à une baisse de la production et à une augmentation des taux de change
Liquidités soumises à restrictions	(242)	Remboursement de fonds
Placements	(125)	Cession de la participation dans des sociétés satellites
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	206	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	904	Acquisitions d'immobilisations et fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancés par la dotation aux amortissements
Écart d'acquisition	17	Fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Actifs destinés à être vendus, montant net	(29)	Reclassement des actifs déjà destinés à être vendus dans les immobilisations corporelles
Autres actifs	(18)	Amortissement et reclassement de certains coûts dans les immobilisations corporelles
Dette à court terme	(208)	Diminution nette de la dette à court terme
Créditeurs et charges à payer	209	Calendrier des engagements liés à l'exploitation
Dette à long terme avec recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	504	Émission de titres de créance à long terme de 500 millions de dollars américains
Dette à long terme sans recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	24	Fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancé par les remboursements prévus de la dette
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(59)	Variations des prix
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	21	Augmentation de l'estimation et fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain, en partie contrebalancés par les coûts réglés
Crédits reportés et autres passifs à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	21	Réception de financement par le coentrepreneur
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	53	Incidence fiscale de la diminution des passifs nets de gestion du risque
Participations sans contrôle	(27)	Distributions en sus du bénéfice de TA Cogen
Capitaux propres	211	Bénéfice net et variations du cumul des autres éléments du résultat étendu, en partie contrebalancés par les actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires et les dividendes déclarés

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 7* à la page 85 du rapport annuel de 2007 et aux états financiers consolidés intermédiaires au 30 septembre 2008 et pour les neuf mois terminés à cette date pour des renseignements sur les instruments financiers. Au cours du trimestre considéré, la nouvelle position des instruments financiers, soit une position d'actif net, a découlé des variations des prix futurs des contrats de notre secteur Production. La rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion présenté dans le rapport annuel de 2007 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 2007.

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. Elles sont définies en vertu des principes comptables généralement reconnus («PCGR») comme des instruments financiers de niveau III. 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 décembre 2008, la valeur comptable nette des instruments financiers de niveau III était nulle.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trois mois terminés les 31 déc.	2008	2007	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	66 \$	60 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	428	192	Variations favorables du fonds de roulement surtout dues aux montants additionnels reçus pour les CAÉ, à la baisse des soldes des stocks et à la hausse des montants à recevoir.
Activités d'investissement	45	(90)	Produit de la vente de la participation dans des sociétés satellites de 332 millions de dollars, en partie contrebalancé par des dépenses en immobilisations additionnelles de 95 millions de dollars et une diminution des gains réalisés sur les instruments financiers de 92 millions de dollars.
Activités de financement	(498)	(95)	Remboursement de la dette à court terme de 350 millions de dollars en 2008 comparativement à une hausse de la dette à court terme de 229 millions de dollars en 2007, en partie contrebalancé par une réduction du remboursement de la dette à long terme de 149 millions de dollars et le rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires en 2007.
Conversion des devises	9	(16)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50 \$	51 \$	

Exercices terminés les 31 déc.	2008	2007	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	51 \$	66 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	1 038	847	Hausse du bénéfice au comptant de 47 millions de dollars et variations favorables du fonds de roulement de 144 millions de dollars surtout attribuables au calendrier des montants reçus au titre des CAÉ en 2008.
Activités d'investissement	(581)	(410)	Dépenses en immobilisations additionnelles de 407 millions de dollars et diminution des gains réalisés sur les instruments financiers de 55 millions de dollars, en partie contrebalancées par le produit de la vente de la participation dans des sociétés satellites de 332 millions de dollars.
Activités de financement	(467)	(444)	Accroissement des remboursements de la dette à court terme de 532 millions de dollars et de la dette à long terme de 56 millions de dollars et augmentation de 55 millions de dollars en vue de racheter des actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, en partie contrebalancés par l'émission de 500 millions de dollars de titres de créance à long terme en 2008 et le rachat d'actions privilégiées de 175 millions de dollars en 2007.
Conversion des devises	9	(8)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50 \$	51 \$	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

Nous avons un total de facilités de crédit consenties de 2,2 milliards de dollars, dont un montant de 1,4 milliard de dollars disponible qui n'avait pas été prélevé au 31 décembre 2008, soumises aux modalités d'emprunt habituelles. Au 31 décembre 2008, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 0,8 milliard de dollars, ce qui comprend une dette à court terme de 443 millions de dollars, moins des fonds en caisse de 50 millions de dollars et des lettres de crédit de 430 millions de dollars.

Notre capacité à dégager suffisamment de flux de trésorerie d'exploitation, à court terme et à long terme, pour maintenir la capacité financière et la souplesse dont nous avons besoin et assurer la croissance prévue restera semblable à ce qu'elle est depuis le 31 décembre 2007. Au premier trimestre de 2008, nous avons reçu des produits de 116 millions de dollars tirés des CAÉ de 2007 en raison du calendrier des paiements contractuels prévus. Par conséquent, ce calendrier de paiements a entraîné la réception de produits sur 13 mois en 2008.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, nous avons reçu trois paiements en vertu des CAÉ, ce qui est conforme au quatrième trimestre de 2007. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, nous avons reçu respectivement 13 et 12 paiements en vertu des CAÉ.

Le 28 janvier 2009, nous avons environ 198 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 31 décembre 2008, 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 26,92 \$. Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2008, un montant minimal d'options ayant un prix d'exercice moyen pondéré de 19,45 \$ a été exercé pour une valeur totale de 0,1 million de dollars, entraînant le même montant d'actions émises.

Le 1^{er} février 2008, 1 million d'options sur actions ont été attribuées à un prix d'exercice de 31,97 \$, soit le dernier prix de vente des lots réguliers d'actions à la TSX la veille du jour où les options ont été attribuées pour les employés canadiens, et de 31,83 \$ US, prix de vente de clôture à la Bourse de New York («NYSE») le même jour pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2009 et expireront le 1^{er} février 2019.

Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposés. Ce risque englobe la capacité de la contrepartie de respecter ses obligations financières à notre égard ou de nous fournir un produit ou un service que nous avons payé au préalable. L'incapacité de recouvrer les sommes qui nous sont dues ou de recevoir les produits ou services pourrait avoir une incidence négative sur nos flux de trésorerie.

Nous gérons notre exposition au risque de crédit de la façon suivante :

- en élaborant et en adoptant des politiques qui définissent les limites de crédit fondées sur le degré de solvabilité des contreparties, les limites relatives aux modalités des contrats et les limites de concentration du crédit par contrepartie;
- en exigeant l'approbation en bonne et due forme des contrats, y compris un examen commercial, financier, juridique et opérationnel;
- en ayant recours à des garanties, notamment des garanties de la société mère, des lettres de crédit et des garanties au comptant qui peuvent être réclamées si une contrepartie ne respecte pas ses obligations;

- en dressant un rapport sur notre exposition au risque à l'aide de diverses méthodes permettant aux principaux décideurs d'évaluer le risque de crédit représenté par chaque contrepartie. Ce rapport nous permet aussi d'établir les limites de crédit et la composition des contreparties selon leur note de crédit.

Si les limites établies sont dépassées, nous prenons des mesures pour réduire le risque de crédit en demandant une garantie le cas échéant, ou en mettant fin aux activités commerciales avec la contrepartie qui constitue un risque. Toutefois, rien ne garantit que nous réussirons à éviter les pertes découlant du manquement à des obligations d'une contrepartie au contrat.

Pendant l'exercice, nous avons pris des mesures visant à réduire le risque de contrepartie en évaluant de manière proactive l'incidence des fluctuations possibles des marchés des capitaux sur le risque de contrepartie et en déterminant notre stratégie à partir de ces évaluations. Bien que nous n'ayons constaté aucune perte de contrepartie en 2008, 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 nous 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 des 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 durant le quatrième trimestre.

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales éventuelles, aux activités de négociation, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 décembre 2008, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 430 millions de dollars comparativement à 550 millions de dollars au 31 décembre 2007. La baisse des lettres de crédit découle surtout d'une diminution des prix à terme de l'électricité dans la région du nord-ouest du Pacifique. Ces lettres de crédit garantissent certains montants compris dans notre bilan aux postes Passifs de gestion du risque et Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

L'issue des dernières élections fédérales au Canada et aux États-Unis au quatrième trimestre devrait avoir une influence considérable sur l'orientation de la législation environnementale dans les deux pays, bien que les effets ne se fassent pas sentir tout de suite.

Au Canada, le gouvernement conservateur a indiqué son intention de coordonner ses politiques sur les changements climatiques plus étroitement avec celles des États-Unis et de s'aligner sur un système de plafonnement et de négociation continental. Jusqu'à présent, aucun détail n'a été fourni sur le moment où aurait lieu cet alignement ou comment serait conçu le système canadien. De plus, aucune annonce n'a été faite quant au sort réservé au programme précédent fondé sur l'intensité des émissions proposé par l'ancien gouvernement conservateur. Par conséquent, nous ne pouvons à l'heure actuelle évaluer pleinement l'incidence de ces vastes objectifs d'orientation sur la société.

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 2008 et 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 8 juillet 2008, le gouvernement de l'Alberta a annoncé une initiative de 2 milliards de dollars afin de soutenir le développement de projets de CSC dans la province. Le 12 novembre 2008, nous avons annoncé que le projet pilote de CSC avait été accepté et ajouté à la courte liste des projets soumis aux fins de financement dans le cadre de ce programme. Une offre couvrant l'ensemble du projet est en cours d'élaboration et sera présentée au gouvernement de l'Alberta d'ici le 31 mars 2009. Le gouvernement choisira les projets retenus aux fins de financement d'ici le 30 juin 2009.

Nous continuons de faire des essais technologiques et 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 de réduction de mercure de 70 %. Nous sommes en bonne voie de respecter cette échéance.

Les CAÉ contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient nous permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

L'État de Washington élabore un système de plafonnement et de négociation dans le but de gérer les émissions de GES. Le 12 décembre 2008, l'État a adopté un projet de loi visant à permettre la mise en application d'un système de plafonnement et de négociation d'ici 2012. Les détails portant sur les plafonnements et les attributions seront précisés au cours de 2009. Parallèlement, l'État de Washington s'est engagé avec d'autres États de l'ouest dans le cadre de la Western Climate Initiative («WCI») à examiner un système de plafonnement et de négociation régional pour les émissions de CO₂. Le 23 septembre 2008, la WCI a publié l'ébauche du système de plafonnement et de négociation régional des émissions de GES qu'elle a conçu, qui aura une influence sur l'élaboration des règlements par chaque État. 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.

Au niveau fédéral américain, le président Obama a indiqué son intention de légiférer sur les GES en 2009. Même si une certaine forme de législation sur le plafonnement et la négociation est prévue, il est encore trop tôt pour déterminer si le projet de loi entrera en vigueur et quels effets il aura sur nos actifs aux États-Unis.

PERSPECTIVES

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour 2009, la baisse des prix du gaz naturel et le ralentissement de la croissance de la demande d'une année à l'autre dû à la faiblesse de la conjoncture économique actuelle pourraient entraîner une diminution des prix de l'électricité comparativement aux périodes précédentes dans certains de nos marchés. La modification éventuelle des prix de l'électricité par suite du ralentissement de l'économie actuelle ne devrait pas influencer beaucoup sur nos résultats, parce qu'environ 90 % de notre capacité prévue pour 2009 fait l'objet de contrats.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix des produits de base exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous 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.

Lois sur l'environnement

Pour 2009, compte tenu des élections fédérales au Canada et aux États-Unis, nous prévoyons l'adoption de règlements additionnels plus clairs quant aux exigences touchant les GES. Étant donné les récentes annonces, nous nous attendons à ce que les règlements environnementaux s'orientent davantage vers un système de plafonnement et de négociation.

En Alberta, les règlements actuels en matière de GES et de polluants atmosphériques sont clairs; nous ne pouvons déterminer les répercussions qu'auront les règlements fédéraux sur les entreprises albertaines une fois qu'ils seront mis en place. 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, nous prévoyons que les détails de la législation sur le système de plafonnement et de négociation de l'État seront connus en 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 augmenter à la fin de 2009 en raison de la conclusion de Blue Trail et de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de Sundance. La production et la disponibilité devraient grimper au cours du deuxième semestre de 2009, surtout à cause des interruptions non planifiées moins élevées aux centrales thermiques de l'Alberta. L'ensemble de la production pour 2009 devrait s'élever en regard de 2008, principalement en raison de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et de la hausse prévue de la production à la centrale thermique de Centralia.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie à des augmentations de coût liées aux activités minières comme l'enlèvement accru de morts-terrains, l'inflation et des hausses de prix de produits de base comme le diesel. 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. Les coûts du charbon pour 2009, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter de 5 % par rapport à l'exercice précédent surtout à cause de la hausse des dépenses en immobilisations.

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 devrait augmenter de 10 % à 15 % par rapport à l'exercice précédent en raison des hausses des contrats de livraison et de transport par voie 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 dont il est question à la rubrique «Contexte d'affaires» pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes alimentées au gaz naturel, car la majeure partie du gaz naturel est achetée au comptant.

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 de capacité installée en 2009 devraient augmenter en raison de l'accroissement des activités d'entretien planifié en Alberta et des

hausse de coûts, en partie compensés par des initiatives en matière de productivité. L'accroissement des activités d'entretien planifié devrait améliorer notre disponibilité aux centrales thermiques de l'Alberta.

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 est d'amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute annuelle 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 en compensant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des intérêts débiteurs, qui servent de couverture naturelle des produits libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets de 2009 devraient être supérieurs 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

Étant donné qu'une plus grande instabilité des marchés de l'énergie et du gaz naturel est prévue, les occasions de négociation sur le marché pourraient s'accroître, ce qui pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Pour atténuer ce risque d'illiquidité, nous maintenons des facilités de crédit consenties de 2,2 milliards de dollars et surveillons les risques de façon à déterminer les besoins prévus de liquidités.

Dépenses en immobilisations

Projets et croissance

Nos principaux projets sont composés des dépenses engagées pour le maintien de nos activités d'exploitation courantes et de croissance. Six projets importants de dépenses en immobilisations de croissance sont présentement en cours : Keephills 3, Blue Trail, accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance, Summerview, et accroissement de la capacité nominale des unités 1 et 2 de Keephills. Ces projets sont décrits sommairement ci-après :

Projet	Total engagé (en millions)	Engagement prévu en 2009 (en millions)	Date d'achèvement prévue	Détails
Keephills 3	888 \$	235 - 255 \$	T1 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (225 MW, déduction faite de la participation nette) et investissements dans les mines en partenariat avec EPCOR
Blue Trail	115 \$	85 - 90 \$	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 \$	50 - 60 \$	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre installation de Sundance
Summerview	123 \$	80 - 90 \$	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
Total de l'accroissement	1 269 \$	460 - 515 \$		

Notre estimation des coûts totaux pour Keephills 3 a été augmentée de 73 millions de dollars en raison des prix plus élevés pour les matériaux et la main-d'œuvre. Nous continuerons de surveiller ces coûts et d'être à l'affût des occasions de réduire ces hausses de coûts.

Dépenses de maintien

Les dépenses de maintien comprennent l'entretien planifié, les dépenses normales liées au matériel et aux systèmes des centrales ainsi qu'aux infrastructures connexes, ainsi que les investissements dans nos mines. Pour 2009, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales se situent entre 340 et 390 millions de dollars, déduction faite des contributions reçues, et se répartissent comme suit :

- de 155 à 180 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;

- de 35 à 45 millions de dollars pour le matériel minier et les achats de terrains, déduction faite des contributions reçues;
- de 20 à 25 millions de dollars pour les modifications apportées à Centralia;
- de 130 à 140 millions de dollars pour l'entretien planifié, comme il est décrit dans le tableau suivant :

	Charbon	Gaz et hydroélectricité	Total
Capitalisées	85 - 90 \$	45 - 50 \$	130 - 140 \$
Engagées	85 - 90	0 - 5	85 - 95
	170 - 180 \$	45 - 55 \$	215 - 235 \$
Perte de GWh	2 600 - 2 700	250 - 275	2 850 - 2 975

En 2009, nous prévoyons subir une perte d'environ 2 850 à 2 975 GWh de production en raison de l'entretien planifié.

Financement

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

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, TAU, filiale en propriété exclusive, a conclu une entente avec les participants au projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet de coentreprise est détenu dans le cadre d'un partenariat entre TransAlta Energy Corporation («TEC»), filiale en propriété exclusive de TransAlta, et EPCOR Power Development Corporation. TAU fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAU et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 31 décembre 2008, TAU avait reçu 27 millions de dollars de la société en commandite de Keephills 3, filiale en propriété exclusive, pour le droit au charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au premier trimestre de 2011.

En août 2006, nous avons conclu une entente avec CE Gen, société sous contrôle commun de notre société et de MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle nous achetons l'électricité disponible auprès de certaines filiales de CE Gen à un prix fixe. Comme cette capacité disponible provient de centrales qui font déjà l'objet de contrats, la valeur de ce contrat est négligeable. En outre, CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une de nos filiales, TA Cogen, a conclu divers swaps sur transport avec TEC. TEC exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TEC 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, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. Nous avons conclu un contrat en sens inverse et, par conséquent, nous avons limité le risque au risque de contrepartie.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 13 février 2008, le CNC a confirmé que l'utilisation des IFRS sera exigée pour les états financiers intermédiaires et annuels à compter du 1^{er} janvier 2011 avec les données financières comparatives appropriées pour 2010. En vertu des IFRS, il faudra présenter davantage d'informations, surtout dans les rapports intermédiaires. De plus, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes au niveau des conventions comptables qui doivent retenir l'attention.

Le projet de conversion aux IFRS de TransAlta en vue du 1^{er} janvier 2011 a démarré en 2007 et consiste en quatre étapes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. L'étape du diagnostic vient de prendre fin.

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 communications a été mis au point.

L'incidence globale de l'adoption des IFRS sur la situation financière future et sur les résultats futurs de TransAlta ne peut être raisonnablement déterminée à l'heure actuelle. Nous évaluons 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.

Selon nos premières observations, 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.

Un comité directeur a été mis sur pied pour surveiller les progrès et les décisions critiques liés à la transition 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.

MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou plus significatives du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR, comme 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 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Marge brute	410 \$	435 \$	1 617 \$	1 544 \$
Charges d'exploitation	(283)	(251)	(1 084)	(1 003)
Bénéfice d'exploitation	127	184	533	541
(Perte) gain de change	(7)	(3)	(12)	3
Gain sur la vente de matériel	-	1	5	16
Intérêts débiteurs nets	(9)	(31)	(110)	(133)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(36)	(97)	(50)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	111	115	319	377
Participations sans contrôle	23	14	61	48
Bénéfice avants impôts sur les bénéfices	88	101	258	329
Charge d'impôts	(6)	(29)	23	20
Bénéfice net	94 \$	130 \$	235 \$	309 \$

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.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2008, nous avons exclu la dépréciation de notre investissement au Mexique, parce qu'il s'agit d'un événement non récurrent. La variation de la durée de certaines parties composantes à la centrale thermique de Centralia a aussi été exclue du calcul du bénéfice aux fins de comparaison, puisqu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon Centralia et à la consommation uniquement de charbon fourni par des tiers. En outre, nous avons exclu les gains constatés sur la vente des actifs en 2007 et en 2008 de la mine de charbon Centralia anciennement exploitée, puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes.

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison pour 2007 et 2008, nous avons exclu l'incidence des modifications du taux d'imposition, la résolution de certaines positions fiscales en suspens et la modification de la législation fiscale au Mexique en 2007, parce qu'elles n'ont pas trait au bénéfice de la période au cours de laquelle elles ont été présentées.

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	94 \$	130 \$	235 \$	309 \$
Vente d'actifs à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(4)	(10)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, avant impôts et taxes	3	4	12	4
Modification de la législation fiscale au Mexique	-	28	-	28
Modification du taux d'imposition	-	(40)	-	(48)
Recouvrement lié aux positions fiscales	(15)	(19)	(15)	(19)
Réduction de valeur de l'investissement au Mexique, déduction faite des impôts et taxes	(3)	-	62	-
Bénéfice aux fins de comparaison	79 \$	103 \$	290 \$	264 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	198	202	199	202
Résultat par action aux fins de comparaison	0,40 \$	0,51 \$	1,46 \$	1,31 \$

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 décembre 2008 représentent le total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie, moins 140 millions de dollars (114 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour la même période en 2007, nous avons investi 84 millions de dollars (83 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2008 et 2007, nous avons investi 541 millions de dollars (515 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 238 millions de dollars (229 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises), respectivement, dans des projets de croissance.

Le paiement lié à la cessation des activités minières à la mine de charbon Centralia a également été exclu parce qu'il est non récurrent.

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie d'exploitation	428 \$	192 \$	1 038 \$	847 \$
Plus (moins) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	(171)	(178)	(465)	(417)
Dividendes sur actions ordinaires	(49)	(51)	(212)	(205)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle de filiales	(29)	(24)	(98)	(87)
Remboursements de la dette sans recours	(25)	(15)	(28)	(47)
Calendrier des paiements contractuels prévus	-	-	(116)	-
Frais de fermeture de la mine Centralia	-	-	-	24
Flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites	-	(5)	2	(4)
Flux de trésorerie disponibles	154 \$	(81) \$	121 \$	111 \$

Les flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites représentent les flux de trésorerie d'exploitation provenant de nos sociétés satellites, moins les dépenses en immobilisations de ces filiales.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

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

	T1 2008	T2 2008	T3 2008	T4 2008
Produits	803 \$	708 \$	791 \$	808 \$
Bénéfice net	33	47	61	94
Résultat de base par action ordinaire	0,17	0,24	0,31	0,47
Résultat dilué par action ordinaire	0,17	0,24	0,31	0,47

	T1 2007	T2 2007	T3 2007	T4 2007
Produits	669 \$	612 \$	711 \$	783 \$
Bénéfice net	56	57	66	130
Résultat de base par action ordinaire	0,28	0,28	0,33	0,64
Résultat dilué par action ordinaire	0,28	0,28	0,33	0,64

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document et d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Dans certains cas, les énoncés prospectifs sont indiqués par des termes tels que «peut», «fera», «croit», «s'attend à», «potentiel», «éventuel», «permet», «continue» et d'autres expressions similaires. Les énoncés prospectifs ont trait, entre autres, aux énoncés sur les occasions d'affaires prévues et le rendement financier de TransAlta. Ces énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent amener les résultats réels à différer de manière importante des résultats envisagés, y compris les risques importants et les hypothèses décrits dans le présent document aux rubriques «Perspectives» et «Contexte d'affaires» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges liées à la conformité en matière d'environnement, les coûts globaux, le coût et la disponibilité du combustible pour la production d'électricité, la rapidité et le degré de la concurrence sur le marché, les activités sur les marchés financiers mondiaux, le moment et l'ampleur des variations des cours des produits de base, les taux d'intérêt en vigueur, les taux de change, les niveaux d'inflation et la conjoncture économique générale dans les secteurs géographiques où TransAlta exerce ses activités, les résultats des démarches de financement, les variations du risque de contrepartie et l'incidence des normes comptables publiées par les organismes de normalisation canadiens. Étant donné ces incertitudes, le lecteur ne doit pas se fier exagérément à ces énoncés prospectifs qui sont donnés à la date à laquelle ils sont exprimés dans le présent document ou autrement, et TransAlta n'est nullement tenue de mettre à jour publiquement ou de réviser l'information prospective, qu'elle soit le résultat de nouvelles informations, d'événements futurs ou autres, sauf si la loi le prescrit.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens, sauf pour les montants par action)

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Produits	808 \$	783 \$	3 110 \$	2 775 \$
Combustible et achats d'électricité	(398)	(348)	(1 493)	(1 231)
Marge brute	410	435	1 617	1 544
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	163	140	637	577
Amortissement	116	107	428	406
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	4	4	19	20
Charges d'exploitation	283	251	1 084	1 003
Bénéfice d'exploitation	127	184	533	541
(Perte) gain de change	(7)	(3)	(12)	3
Gain sur la vente de matériel	-	1	5	16
Intérêts débiteurs nets	(9)	(31)	(110)	(133)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(36)	(97)	(50)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	111	115	319	377
Participations sans contrôle	23	14	61	48
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	88	101	258	329
Charge (recouvrement) d'impôts	(6)	(29)	23	20
Bénéfice net	94 \$	130 \$	235 \$	309 \$
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	648	719	763	710
Dividendes sur actions ordinaires	(54)	(51)	(215)	(202)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	-	(35)	(95)	(54)
Solde à la fin de la période	688 \$	763 \$	688 \$	763 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	198	202	199	202
Résultat net par action, de base et dilué	0,47 \$	0,64 \$	1,18 \$	1,53 \$

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 déc. 2008	31 déc. 2007
ACTIF		<i>(Retraité¹)</i>
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	50 \$	51 \$
Débiteurs	542	546
Charges payées d'avance	6	9
Actifs de gestion du risque	200	93
Actifs d'impôts futurs	3	40
Impôts sur les bénéfices à recevoir	61	49
Stocks	51	30
	913	818
Liquidités soumises à restrictions	-	242
Placements	-	125
Créances à long terme	14	6
Immobilisations corporelles		
Coût	9 919	8 593
Amortissement cumulé	(3 898)	(3 476)
	6 021	5 117
Actifs destinés à être vendus, montant net	-	29
Écart d'acquisition	142	125
Actifs incorporels	213	209
Actifs d'impôts futurs	248	303
Actifs de gestion du risque	221	122
Autres actifs	43	61
Total de l'actif	7 815 \$	7 157 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dette à court terme	443 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer	682	473
Passifs de gestion du risque	148	105
Impôts sur les bénéfices à payer	15	17
Passifs d'impôts futurs	14	12
Dividendes à verser	52	49
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours	211	122
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours	33	32
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	45	43
	1 643	1 504
Dette à long terme, avec recours	1 889	1 474
Dette à long terme, sans recours	232	209
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	252	233
Crédits reportés et autres passifs à long terme	122	101
Passifs d'impôts futurs	596	637
Passifs de gestion du risque	102	204
Participations sans contrôle	469	496
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		
Actions ordinaires	1 761	1 781
Bénéfices non répartis	688	763
Cumul des autres éléments du résultat étendu	61	(245)
Total des capitaux propres	2 510	2 299
Total du passif et des capitaux propres	7 815 \$	7 157 \$

¹ Pour présenter des chiffres aux fins de comparaison au bilan de l'exercice, les soldes de l'exercice précédent ont été reclassés. La dette à long terme avec recours et les autres actifs ont été réduits de 22 millions de dollars.

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

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	94 \$	130 \$	235 \$	309 \$
Autres éléments du résultat étendu				
Gains (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	253	(30)	342	(196)
(Pertes) gains sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes	(251)	49	(356)	240
(Recouvrement) charge d'impôts	(48)	(9)	(61)	25
(Pertes) gains sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes	(203)	58	(295)	215
Gains à la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes	50	28	47	19
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	231	49	327	(57)
Charge (recouvrement) d'impôts	86	14	129	(16)
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	145	35	198	(41)
Pertes de change reportées à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes transférées au bénéfice net de la période considérée	(147)	-	(147)	-
Gains reportés sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes transférés au bénéfice net de la période considérée	148	-	148	-
Charge d'impôts	9	-	9	-
Perte sur la vente des activités mexicaines reclassées dans l'état des résultats	(8)	-	(8)	-
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan de la période considérée	-	1	8	1
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bénéfice net de la période considérée	6	12	91	25
Charge d'impôts	2	2	30	7
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	4	11	69	19
Autres éléments du résultat étendu	191	74	306	(3)
Résultat étendu	285 \$	204 \$	541 \$	306 \$

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

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2008	2007	2008	2007
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	94 \$	130 \$	235 \$	309 \$
Amortissement	135	113	451	415
Gain sur la vente de matériel	-	(1)	(5)	(16)
Participations sans contrôle	23	14	61	48
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	6	5	22	24
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés	(11)	(14)	(37)	(38)
Impôts futurs	13	(34)	1	(34)
Pertes latentes (gains latents) découlant des activités de gestion du risque	1	(7)	12	26
(Gain latent) perte latente de change	(10)	3	(5)	(3)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	36	97	50
Autres éléments hors caisse	(2)	4	(4)	-
	249	249	828	781
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	179	(57)	210	66
Flux de trésorerie d'exploitation	428	192	1 038	847
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(311)	(216)	(1 006)	(599)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	4	8	30	47
Produit de la vente de la participation dans des sociétés satellites	332	-	332	-
Participation dans des sociétés satellites	-	-	-	(20)
Liquidités soumises à restrictions	1	13	248	57
Impôts sur les bénéficiaires à recevoir	-	-	(8)	-
Gains réalisés sur les instruments financiers	15	107	52	107
Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites	-	-	(245)	-
Divers	4	(2)	16	(2)
Flux de trésorerie d'investissement	45	(90)	(581)	(410)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation de la dette à court terme	(350)	229	(243)	289
Remboursement de la dette à long terme	(68)	(217)	(308)	(252)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(49)	(51)	(212)	(205)
Émission de titres de créance à long terme	-	-	502	30
Rachat de titres privilégiés	-	-	-	(175)
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	-	(48)	(130)	(75)
Produit net à l'émission d'actions ordinaires	1	6	15	20
Diminution des avances à TransAlta Énergie	-	2	-	6
Gains réalisés sur les instruments financiers	-	-	12	-
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle de filiales	(29)	(24)	(98)	(87)
Divers	(3)	8	(5)	5
Flux de trésorerie de financement	(498)	(95)	(467)	(444)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	(25)	7	(10)	(7)
Incidence de la conversion de liquidités en devises	9	(16)	9	(8)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(16)	(9)	(1)	(15)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	66	60	51	66
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	50 \$	51 \$	50 \$	51 \$
Impôts au comptant (reçus) payés	(5) \$	13 \$	47 \$	75 \$
Intérêts au comptant payés	31 \$	53 \$	106 \$	142 \$

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 déc. 2008	31 déc. 2007
Cours de clôture (TSX)		24,30 \$	33,35 \$
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX)	Haut	37,50 \$	34,00 \$
	Bas	21,00 \$	23,76 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		48,1 %	46,8 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		45,6 %	44,2 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		9,8 %	13,1 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires aux fins de comparaison		12,1 %	11,2 %
Rendement du capital investi		7,8 %	9,8 % ¹
Rendement du capital investi aux fins de comparaison		9,8 %	9,7 %
Dividendes en espèces par action		1,08 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiples)		20,6 x	21,8 x
Couverture par les bénéfices		2,8 x	3,3 x
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net)		91,5 %	65,6 %
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison)		74,1 %	76,6 %
Couverture des dividendes (multiples)		4,8 x	4,2 x
Rendement des actions		4,4 %	3,0 %
Flux de trésorerie / dette		31,1 %	30,7 %
Flux de trésorerie / couverture des intérêts (multiples)		7,2 x	6,6 x

¹ Le rendement du capital investi pour 2007 exclut la charge d'impôts liée au Mexique.

FORMULES DES RATIOS

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

Rendement du capital investi 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 l'exercice écoulé / résultat de base par action

Couverture par les bénéfices = (bénéfice net + impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets, compte non tenu des 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 deux ans de la dette totale

Flux de trésorerie / intérêts (multiples) = (flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts débiteurs nets, compte non tenu des intérêts capitalisés)

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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

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

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

Réduction de la capacité nominale – Abaisser la capacité électrique établie d'une centrale ou d'une unité.

Gigawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

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

Mégawatt (MW) – Unité de puissance électrique valant 1 000 000 de watts.

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

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

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



TransAlta Corporation

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

Téléphone

403-267-7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station
Toronto (Ontario) Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1-800-387-0825
De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416-643-5500

Télécopieur

416-643-5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Michael Lawrence
Directeur, Relations externes

Téléphone

403-267-7330

Courriel

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