



TRANSALTA CORPORATION
RAPPORT DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2008

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la page 30 pour des renseignements supplémentaires.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 30 septembre 2008 et 2007 et pour les périodes de neuf mois terminées à ces dates et doit également être lu avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 30 octobre 2008. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

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

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

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

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Disponibilité (%)	86,0	85,1	85,7	85,6
Production (GWh)	12 357	12 761	36 235	36 955
Produits	791 \$	711 \$	2 302 \$	1 992 \$
Marge brute ¹	398 \$	375 \$	1 207 \$	1 109 \$
Bénéfice d'exploitation ¹	124 \$	128 \$	406 \$	357 \$
Bénéfice net	61 \$	66 \$	141 \$	179 \$
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,31 \$	0,33 \$	0,71 \$	0,88 \$
Résultat par action aux fins de comparaison ¹	0,32 \$	0,32 \$	1,06 \$	0,80 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	202 \$	156 \$	610 \$	655 \$
Dividendes en espèces déclarés par action	0,27 \$	0,25 \$	0,81 \$	0,75 \$

	30 sept. 2008	31 déc. 2007
Total de l'actif	7 407 \$	7 179 \$
Total des passifs financiers à long terme	3 125 \$	2 880 \$

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008 a augmenté en regard de la période correspondante en 2007 en raison d'une diminution des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancée par la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

La disponibilité pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008 est comparable à celle de la période correspondante en 2007, alors que la diminution des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta 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 ont été contrebalancées en grande partie par l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et la hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La production pour le troisième trimestre de 2008 a diminué par rapport à la période correspondante en 2007 en raison de la hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, de la baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia et de l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, en partie contrebalancées par la hausse des volumes marchands découlant de l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 4 à la centrale de Sundance et la réduction des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

La production pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008 a diminué par rapport à la période correspondante en 2007 en raison de la hausse des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, de la baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia et de l'augmentation des interruptions planifiées et de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancées par 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 des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et 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.

¹ La marge brute, le bénéfice d'exploitation et le bénéfice aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» à la page 27 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

BÉNÉFICE NET

Un rapprochement du bénéfice net figure ci-après :

	Trois mois terminés le 30 sept.	Neuf mois terminés le 30 sept.
Bénéfice net de 2007	66 \$	179 \$
Augmentation des marges brutes du secteur Production	17	38
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché – Production	-	21
Augmentation des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	6	39
Augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(19)	(37)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(8)	(13)
Gain à la vente de matériel d'exploitation minière en 2007	(3)	(10)
(Augmentation) diminution des intérêts débiteurs nets	(5)	1
Diminution (augmentation) de la quote-part de la perte de sociétés satellites	3	(83)
Augmentation des participations sans contrôle	(3)	(4)
Diminution de la charge d'impôts	12	20
Divers	(5)	(10)
Bénéfice net de 2008	61 \$	141 \$

Les marges brutes du secteur Production¹, déduction faite des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont progressé pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 par suite d'une diminution des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, des prix favorables et de la hausse des volumes marchands découlant de l'accroissement de la capacité nominale à la centrale de Sundance, en partie contrebalancés par l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont grimpé en raison des prix favorables, de la diminution des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, de la réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia et de la hausse des volumes marchands, en partie contrebalancés par l'augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, l'accroissement des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia et les taux de change défavorables.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation se sont accrues par rapport à la période correspondante en 2007, en raison des résultats de négociation soutenus dans la région de l'Est, en partie neutralisés par des résultats de négociation à la baisse dans la région de l'Ouest. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 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 des résultats de négociation soutenus dans les régions de l'Est et de l'Ouest.

¹ La marge brute n'est pas définie selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » à la page 27 du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur cet élément, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 ont progressé 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, des coûts relatifs à la réparation de la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills, des hausses de coûts et d'une meilleure récupération des coûts auprès des clients à même les produits.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à la même période en 2007, en raison des coûts relatifs à la réparation de la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills, des hausses de coûts, d'une meilleure récupération des coûts auprès des clients à même les produits, de l'accroissement des coûts des activités d'entretien planifié et de la hausse des charges de rémunération.

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 a augmenté par rapport à la même période en 2007 du fait d'un accroissement des dépenses en immobilisations et de la mise hors service d'actifs remplacés au cours des activités d'entretien planifié.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la dotation aux amortissements a augmenté par rapport à la même période en 2007 en raison d'une hausse des dépenses en immobilisations, de la mise hors service d'actifs remplacés au cours des activités d'entretien planifié et de la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite de modifications apportées à l'équipement de la centrale thermique de Centralia.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, les intérêts débiteurs nets se sont accrus de 5 millions de dollars par rapport à la même période en 2007 en raison d'une augmentation des soldes de dettes impayées et d'une diminution des intérêts créditeurs, en partie contrebalancées par une hausse des intérêts capitalisés. Les intérêts débiteurs nets ont peu changé par rapport à la période correspondante pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites a été nulle, en regard d'une perte de 3 millions de dollars pour la période correspondante en 2007. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue par suite de la dépréciation de notre placement au Mexique pendant le premier trimestre de 2008.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, les impôts sur les bénéfices ont diminué comparativement à la même période en 2007, en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes et de la combinaison des bénéfices. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, les impôts sur les bénéfices ont baissé par rapport à la période correspondante de 2007 surtout à cause du recouvrement d'impôts au titre de la dépréciation de notre placement au Mexique au premier trimestre de 2008, en partie contrebalancé par la hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 se sont accrus de 46 millions de dollars en regard de la période correspondante en 2007, en raison de la hausse du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, les flux de trésorerie d'exploitation ont diminué de 45 millions de dollars à cause des variations moins favorables du fonds de roulement lié à l'exploitation, en partie compensées par une augmentation du bénéfice au comptant.

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

Les flux de trésorerie disponibles¹ pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 ont diminué par rapport à la période correspondante en 2007, en raison du rajustement du calendrier d'encaissement des paiements contractuels prévus reçus aux termes des CAÉ en 2007. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, les flux de trésorerie disponibles¹ ont baissé par rapport à la période correspondante en 2007, par suite d'une augmentation des dépenses de maintien et du rajustement du calendrier d'encaissement des paiements contractuels prévus reçus aux termes des CAÉ.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trois mois terminés le 30 septembre 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 (Disputes Inquiry Board). 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 entre la commission des relations de travail et l'IBEW pour établir le processus de vote, et une entente a été conclue le 17 octobre 2008. Se reporter à la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan pour plus de détails.

Déventures

Le 31 juillet 2008, des déventures totalisant 100 millions de dollars émises par TransAlta Utilities Corporation («TAU») ont été rachetées par le porteur de déventures au prix de 98,45 \$ pour chaque tranche de notionnel de 100 \$. À l'émission, les déventures 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.

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 pour 39 \$ par action au comptant.

¹ 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 27 du présent rapport de gestion pour obtenir plus d'informations sur cet élément, y compris un rapprochement avec les flux de trésorerie d'exploitation.

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. Se reporter à la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan pour plus de détails.

Captage du carbone

Le 8 juillet 2008, le gouvernement albertain a annoncé son engagement à accorder 2 milliards de dollars au financement du développement de la technologie du captage et du stockage du carbone («CSC»). Cette initiative de financement constitue l'élément clé de l'accélération des 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, annoncé en avril 2008. Nous avons présenté une demande de financement en vertu de ce programme.

Neuf mois terminés le 30 septembre 2008

Expansion de Summerview

Le 27 mai 2008, nous avons annoncé une expansion de 66 mégawatts («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.

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.

Investissements dans des technologies d'énergie propre

Le 4 avril 2008, le gouvernement du Canada a annoncé la création d'un fonds de 125 millions de dollars pour le développement de technologies de captage et de stockage du carbone dégagé par des usines de traitement des sables bitumineux et des centrales alimentées au charbon. Nous avons présenté une demande de financement dans le cadre de cette initiative gouvernementale afin de soutenir notre mise à l'essai d'une technologie de captage du carbone à base d'ammoniac réfrigéré élaborée en collaboration avec Alstom Canada.

Projet de captage et de stockage du carbone

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.

Activités mexicaines

Le 20 février 2008, nous avons annoncé la vente des activités mexicaines à InterGen Global Ventures B.V. («InterGen») pour 303,5 millions de dollars américains. Nous avons imputé une charge de 65 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, aux résultats du premier trimestre pour refléter l'écart estimatif entre la valeur comptable nette et le prix de vente net prévu de ces actifs. La charge brute de 93 millions de dollars est constatée dans la quote-part de la perte de sociétés satellites. Après des discussions portant sur diverses conditions du contrat et l'incidence de la crise du crédit mondiale, l'opération a été conclue le 8 octobre 2008. Se reporter à la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan pour plus de détails.

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.

Politique en matière de dividendes et accroissement du dividende

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 entre 60 % et 70 % du bénéfice aux fins de comparaison.

Le 1^{er} février 2008, le conseil d'administration de TransAlta a approuvé une augmentation de 1,00 \$ à 1,08 \$ l'action du dividende annuel sur les actions ordinaires.

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 sommes conformés aux règlements au moyen de la livraison au gouvernement des crédits d'émissions compensatoires achetés, acquis à un coût concurrentiel inférieur au plafond de 15 \$ la tonne. Pour les installations en Alberta ayant des CAÉ, nous devons également nous conformer aux règlements, et l'approche était coordonnée par les acheteurs de CAÉ, de sorte qu'une combinaison de crédits compensatoires offerts par les acheteurs et de contributions au Alberta Technology Fund à 15 \$ la tonne a été utilisée. Les CAÉ contiennent des dispositions sur les «modifications des lois» qui devraient nous permettre de recouvrer les coûts de conformité auprès des clients des CAÉ.

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, à des 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. Se reporter à la rubrique portant sur les événements postérieurs à la date du bilan pour plus de détails.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, nous n'avons racheté aucune action en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (903 600 actions en 2007).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, nous avons acheté 3 886 400 actions (903 600 actions en 2007) au prix moyen de 33,45 \$ l'action (29,88 \$ l'action en 2007). Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable d'une action de 8,95 \$ l'action (8,83 \$ l'action en 2007), entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 95 millions de dollars (19 millions de dollars en 2007).

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Total des actions acquises	-	903 600	3 886 400	903 600
Prix d'acquisition moyen par action	- \$	29,88 \$	33,45 \$	29,88 \$
Total des coûts	- \$	27 \$	130 \$	27 \$
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	-	8	35	8
Réduction des bénéfices non répartis	- \$	19 \$	95 \$	19 \$

ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Négociations du contrat avec l'IBEW

Le 17 octobre 2008, les membres de l'IBEW de nos centrales thermiques et hydroélectriques de l'Alberta ont voté en faveur de l'acceptation de notre offre et de la ratification du Protocole de règlement.

Débetures

Le 10 octobre 2008, 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, travaille avec diligence pour que l'unité soit remise en service d'ici la fin de novembre. La cause de la défaillance fait l'objet d'une enquête. Nous travaillons en étroite collaboration avec EPCOR et ferons tout en notre pouvoir pour l'aider. Par suite de cet événement, la production totale du quatrième trimestre devrait diminuer d'environ 280 gigawattheures («GWh») et le bénéfice net devrait baisser de 13 à 16 millions de dollars. Nous fournirons une mise à jour en cas de changements importants au plan et aux estimations actuels.

Activités mexicaines

Le 8 octobre 2008, nous avons annoncé la conclusion de la vente des activités mexicaines à InterGen au prix 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.

LS Power and Global Infrastructure

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.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

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 et d'acquiescer une meilleure compréhension de la direction prise par les marchés. Nous réévaluerons les conditions des marchés des capitaux en janvier 2009 pour déterminer la meilleure utilisation des liquidités.

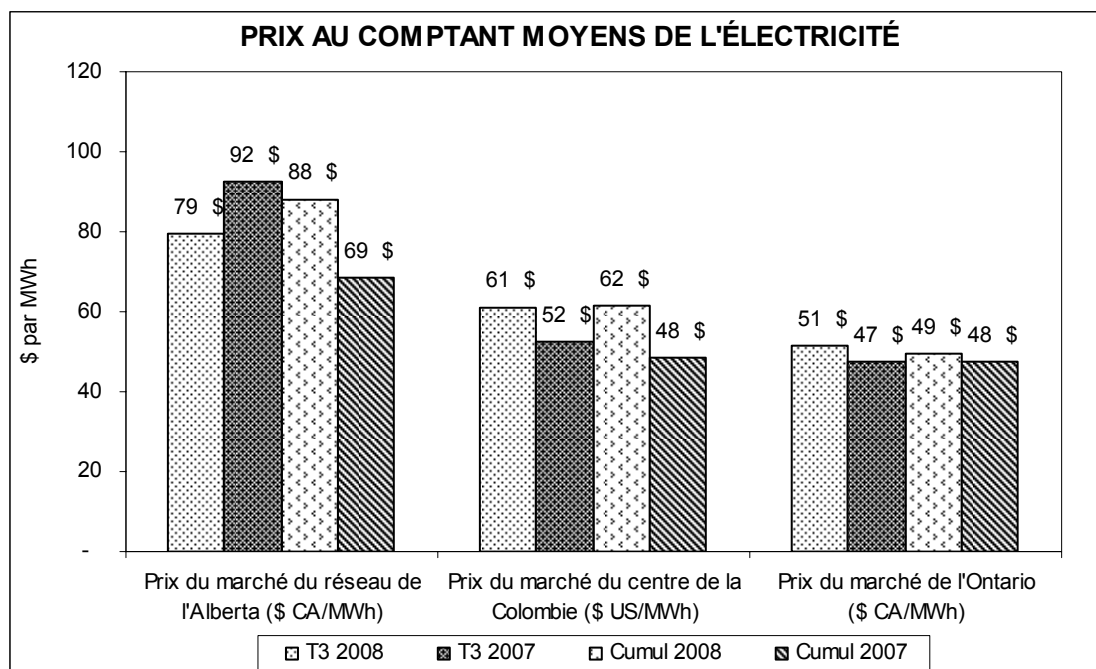
CONTEXTE D'AFFAIRES

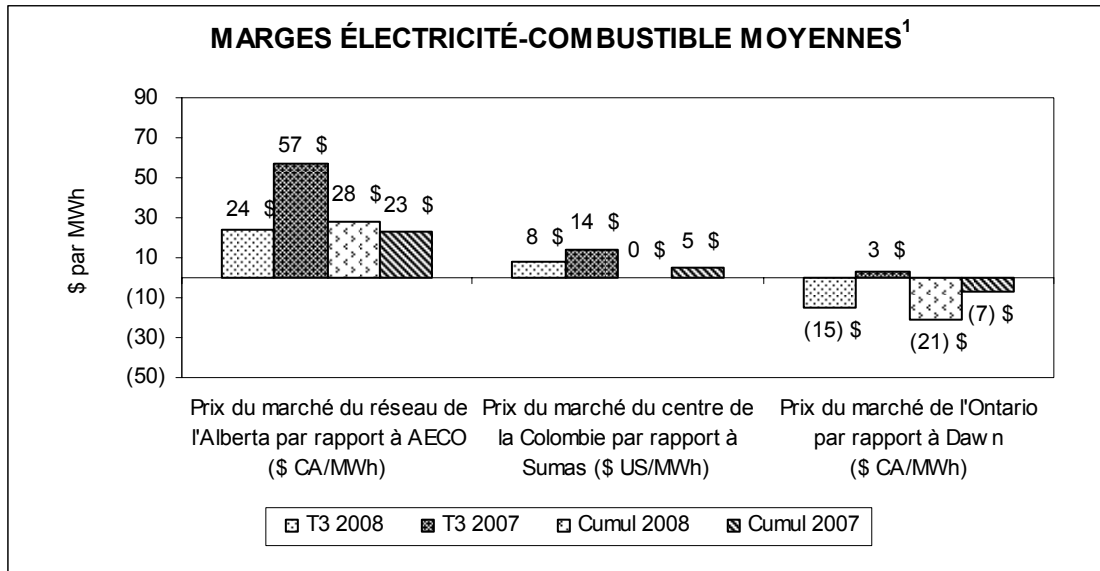
Nous exerçons nos activités dans plusieurs contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, la région 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 à long terme ou de couvertures financières. 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 troisième trimestre de 2008 et de 2007 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques ci-après.





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

Au cours du troisième trimestre, les prix au comptant ont diminué en Alberta et ont augmenté dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario par rapport à la même période de 2007. Les prix de l'électricité ont été moins élevés en Alberta surtout en raison des températures plus douces au cours de l'été comparativement à 2007. La hausse des prix au comptant dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario était attribuable à l'augmentation des prix du gaz.

Les marges électricité-combustible ont diminué en Alberta, dans le nord-ouest du Pacifique et en Ontario pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 en regard de la même période en 2007. La baisse des marges électricité-combustible en Alberta est principalement attribuable aux températures plus douces au cours de l'été comparativement à 2007. Les marges électricité-combustible dans la région du nord-ouest du Pacifique ont diminué en raison de l'effet modérateur des températures plus douces, qui a plus que contrebalancé l'augmentation des prix du gaz naturel. En Ontario, les marges électricité-combustible ont diminué principalement en raison de la hausse des prix du gaz contrebalancée par la baisse de la demande et la forte production d'hydroélectricité.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques et les centrales alimentées au charbon et au gaz, ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans notre rapport annuel de l'exercice terminé le 31 décembre 2007). Au 30 septembre 2008, le secteur Production affichait une capacité¹ de production brute en exploitation de 8 384 MW (participation nette de 7 977 MW) et une capacité de production nette de 506 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, consulter la page 26 du rapport annuel de 2007.

¹ 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.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 30 septembre	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	770 \$	41,60 \$	696 \$	37,98 \$
Combustible et achats d'électricité	(393)	(21,23)	(336)	(18,33)
Marge brute	377	20,37	360	19,65
Frais d'exploitation, entretien et administration	129	6,97	108	5,90
Amortissement	102	5,51	96	5,24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfiques	5	0,27	5	0,25
Répartition des coûts intersectoriels	7	0,38	7	0,37
Charges d'exploitation	243	13,13	216	11,76
Bénéfice d'exploitation	134 \$	7,24 \$	144 \$	7,89 \$
Capacité installée (GWh)	18 511		18 332	
Production (GWh)	12 357		12 761	
Disponibilité (%)	86,0		85,1	

Neuf mois terminés les 30 septembre	2008		2007	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	2 221 \$	40,21 \$	1 950 \$	35,45 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 095)	(19,82)	(883)	(16,05)
Marge brute	1 126	20,38	1 067	19,40
Frais d'exploitation, entretien et administration	368	6,66	341	6,20
Amortissement	298	5,39	288	5,24
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfiques	15	0,27	16	0,28
Répartition des coûts intersectoriels	22	0,40	21	0,37
Charges d'exploitation	703	12,73	666	12,09
Bénéfice d'exploitation	423 \$	7,66 \$	401 \$	7,31 \$
Capacité installée (GWh)	55 240		54 986	
Production (GWh)	36 235		36 955	
Disponibilité (%)	85,7		85,6	

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

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 30 sept. 2008	Production		Produits	Combustible et achats		Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats		Marge brute par MWh installé ¹
	(GWh)	Installé (GWh)		d'électricité	Marge brute		d'électricité par MWh installé ¹		
Ouest du Canada	7 839	11 531	316 \$	132 \$	184 \$	27,40 \$	11,45 \$	15,96 \$	
Est du Canada	801	1 808	117	84	33	64,71	46,46	18,25	
International	3 717	5 172	337	177	160	65,16	34,22	30,94	
	12 357	18 511	770 \$	393 \$	377 \$	41,60 \$	21,23 \$	20,37 \$	

Trois mois terminés le 30 sept. 2007	Production		Produits	Combustible et achats		Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats		Marge brute par MWh installé ¹
	(GWh)	Installé (GWh)		d'électricité	Marge brute		d'électricité par MWh installé ¹		
Ouest du Canada	7 833	11 320	279 \$	111 \$	168 \$	24,67 \$	9,81 \$	14,86 \$	
Est du Canada	907	1 793	91	62	29	50,81	34,69	16,12	
International	4 021	5 219	326	163	163	62,43	31,21	31,22	
	12 761	18 332	696 \$	336 \$	360 \$	37,98 \$	18,33 \$	19,65 \$	

Neuf mois terminés le 30 sept. 2008	Production		Produits	Combustible et achats		Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats		Marge brute par MWh installé ¹
	(GWh)	Installé (GWh)		d'électricité	Marge brute		d'électricité par MWh installé ¹		
Ouest du Canada	24 522	34 347	1 012 \$	391 \$	621 \$	29,46 \$	11,38 \$	18,08 \$	
Est du Canada	2 416	5 386	381	274	107	70,74	50,87	19,87	
International	9 297	15 507	828	430	398	53,40	27,73	25,67	
	36 235	55 240	2 221 \$	1 095 \$	1 126 \$	40,21 \$	19,82 \$	20,38 \$	

Neuf mois terminés le 30 sept. 2007	Production		Produits	Combustible et achats		Produits par MWh installé ¹	Combustible et achats		Marge brute par MWh installé ¹
	(GWh)	Installé (GWh)		d'électricité	Marge brute		d'électricité par MWh installé ¹		
Ouest du Canada	24 662	33 950	934 \$	328 \$	606 \$	27,49 \$	9,64 \$	17,85 \$	
Est du Canada	2 716	5 380	325	222	103	60,37	41,28	19,09	
International	9 577	15 656	691	333	358	44,16	21,28	22,88	
	36 955	54 986	1 950 \$	883 \$	1 067 \$	35,45 \$	16,05 \$	19,40 \$	

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.

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.

La variation de la production pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 sept. (GWh)	Neuf mois terminés le 30 sept. (GWh)
Production en 2007	7 833	24 662
Baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	114	356
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	88	379
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(129)	(619)
Augmentation des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3	-	(144)
Diminution de la demande de clients	(59)	(95)
Divers	(8)	(17)
Production en 2008	7 839 \$	24 522 \$

La variation de la marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 sept.	Neuf mois terminés le 30 sept.
Marge brute en 2007	168 \$	606 \$
Établissement de prix favorables	7	34
Baisse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	11	19
Augmentation des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	(11)	(38)
Augmentation de la production marchande résultant surtout de l'accroissement de la capacité nominale à notre centrale de Sundance	6	22
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché	3	(1)
Augmentation des interruptions planifiées à la centrale de Genesee 3	-	(6)
Hausse des coûts du charbon	(4)	(9)
Règlements commerciaux favorables en 2007	-	(12)
Divers	4	6
Marge brute en 2008	184 \$	621 \$

Est du Canada

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

La production pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 a diminué respectivement de 106 GWh et 300 GWh, surtout à cause d'une baisse de la consommation spécifique de chaleur du marché à Sarnia.

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, les marges brutes étaient 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 30 septembre 2008, la production a diminué de 304 GWh en raison de la hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia et de la conjoncture du marché défavorable à la centrale alimentée au gaz de Centralia. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, la production a baissé de 280 GWh par rapport à la même période en 2007 en raison de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées et de l'acheminement économique en partie contrebalancés par la réduction de la capacité nominale à la centrale thermique de Centralia résultant des essais de brûlage du charbon du bassin fluvial de Powder en 2007.

La variation de la marge brute pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 est rapprochée comme suit :

	Trois mois terminés le 30 sept.	Neuf mois terminés le 30 sept.
Marge brute en 2007	163 \$	358 \$
Baisse de la production à la centrale thermique de Centralia	(4)	(5)
Établissement de prix favorables	4	48
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché	(4)	23
Taux de change défavorables	(1)	(29)
Divers	2	3
Marge brute en 2008	160 \$	398 \$

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 ont augmenté par rapport à la même période en 2007, en raison des coûts relatifs à la réparation de la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills, des hausses de coûts et d'une meilleure récupération des coûts auprès des clients à même les produits.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport à la même période en 2007, en raison des coûts relatifs à la réparation de la digue de la lagune servant à la collecte des cendres de Keephills, des hausses de coûts, d'une meilleure récupération des coûts auprès des clients à même les produits et de l'accroissement des coûts des activités d'entretien planifié.

Dotations aux amortissements

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008 a augmenté par rapport à la même période en 2007, du fait d'une hausse des dépenses en immobilisations et de la mise hors service d'actifs remplacés au cours des activités d'entretien planifié.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la dotation aux amortissements a progressé par rapport à la même période en 2007, en raison d'une augmentation des dépenses en immobilisations, de la mise hors service d'actifs remplacés au cours des activités d'entretien planifié et de la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite de modifications à l'équipement 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 utilisant des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport. De plus, ce secteur est chargé de mettre en valeur ou d'acquérir de nouveaux actifs de cogénération, de production éolienne, de production géothermique et de production hydroélectrique, et de recommander des possibilités d'optimisation du portefeuille. Les résultats de la totalité de ces activités sont inclus dans le secteur Production.

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

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

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Marge brute	21 \$	15 \$	81 \$	42 \$
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	17	10	37	27
Amortissement	1	-	2	1
Répartition des coûts intersectoriels	(7)	(7)	(22)	(21)
Charges d'exploitation	11	3	17	7
Bénéfice d'exploitation	10 \$	12 \$	64 \$	35 \$

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, les marges brutes ont augmenté par rapport à la période correspondante en 2007 en raison du succès des activités de négociation à court terme sur les marchés de l'Est, en partie contrebalancé par la baisse des résultats dans la région de l'Ouest, les tendances climatiques de l'année précédente ne s'étant pas reproduites en 2008.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les marges brutes se sont accrues par rapport à la période correspondante en 2007, principalement en raison du succès de la mise en œuvre de stratégies de négociation se rapportant à la demande régionale d'électricité et des écarts de prix dans les marchés de l'est du Canada, jumelés à de solides rendements sur les marges entre les marchés géographiques de l'électricité dans l'ouest du Canada.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 ont augmenté principalement en raison des charges de rémunération liées à la négociation découlant de l'accroissement des marges brutes.

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

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	37 \$	35 \$	105 \$	111 \$
Intérêts sur la dette à court terme	8	6	24	19
Intérêts créditeurs	(6)	(12)	(15)	(26)
Intérêts capitalisés	(6)	(1)	(13)	(2)
Intérêts débiteurs nets	33 \$	28 \$	101 \$	102 \$

La variation des intérêts débiteurs nets pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 par rapport aux périodes correspondantes en 2007 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois terminés les 30 sept.	Neuf mois terminés les 30 sept.
Intérêts débiteurs nets en 2007	28 \$	102 \$
Hausse (baisse) de la dette à long terme	2	(2)
Hausse des soldes de la dette à court terme	2	5
Baisse des intérêts créditeurs provenant des dépôts en espèces	6	11
Hausse de l'intérêt capitalisé	(5)	(11)
Variation des taux de change	-	(4)
Intérêts débiteurs nets en 2008	33 \$	101 \$

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008 s'est accru en raison de la hausse du bénéfice de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

QUOTE-PART DE LA PERTE DE SOCIÉTÉS SATELLITES

Selon la note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'Institut Canadien des Comptables Agréés («ICCA»), nos activités d'exploitation mexicaines sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Le 20 février 2008, nous avons conclu une entente en vue de vendre nos activités mexicaines à InterGen. L'opération était assujettie aux approbations réglementaires au Mexique et aux conditions de clôture de l'opération et a été conclue le 8 octobre 2008. Le tableau ci-après résume les principales informations sur ces activités.

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Disponibilité (%)	95,2	94,9	97,5	95,6
Production (GWh)	860	917	2 646	2 356
Quote-part de la perte de sociétés satellites	- \$	(3) \$	(97) \$	(14) \$
Dépenses en immobilisations	- \$	- \$	- \$	1 \$
Flux de trésorerie d'exploitation	(1) \$	2 \$	2 \$	1 \$
Intérêts débiteurs	4 \$	6 \$	13 \$	22 \$
			30 sept. 2008	31 déc. 2007
Total de l'actif			450 \$	451 \$
Total du passif			367 \$	369 \$

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, la disponibilité a grimpé en raison d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 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 30 septembre 2008, la production a diminué en raison de la baisse de la demande des clients. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la production a grimpé à cause d'une diminution des interruptions non planifiées à Campeche et des interruptions planifiées à Chihuahua conjuguée à une hausse de la demande des clients aux deux installations.

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites est comparable à celle de la période correspondante en 2007. Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, la quote-part de la perte de sociétés satellites s'est accrue par suite de la dépréciation de notre placement au Mexique comptabilisée au premier trimestre de 2008.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	72 \$	89 \$	170 \$	228 \$
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(3)	(97)	(14)
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites	72 \$	92 \$	267 \$	242 \$
Impôts sur les bénéfices avant rajustement pour modification de taux	11	23	29	57
Modification du taux d'imposition relatif à des périodes antérieures	-	-	-	(8)
Charge d'impôts selon les états financiers	11	23	29	49
Incidence fiscale de la baisse de valeur de la participation dans des sociétés satellites	-	-	28	-
Charge d'impôts avant la baisse de valeur de la participation dans des sociétés satellites	11	23	57	49
Bénéfice net avant la baisse de valeur de la participation dans des sociétés satellite et exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites	61 \$	69 \$	238 \$	193 \$
Taux d'imposition effectif (%) ¹	16	25	21	23

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, les impôts sur les bénéfices ont diminué comparativement à la même période en 2007 en raison de la baisse du bénéfice avant impôts et taxes et de la combinaison des bénéfices. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, les impôts sur les bénéfices ont baissé par rapport à la période correspondante de 2007 à cause du recouvrement d'impôts au titre de la dépréciation de notre placement au Mexique au premier trimestre de 2008, en partie contrebalancé par la hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

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

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre le bilan consolidé au 31 décembre 2007 et le bilan consolidé au 30 septembre 2008 :

	Augmentation/ (diminution)	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	Consulter les états des flux de trésorerie consolidés
Débiteurs	(78)	Calendrier d'encaissement des paiements des clients
Stocks	49	Hausse des stocks attribuable à une baisse de la production
Liquidités soumises à restrictions	(241)	Remboursement de fonds et baisse des taux de change
Placements	147	Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites de 245 millions de dollars contrebalancé en partie par une perte nette et une baisse de valeur des placements
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(48)	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	504	Acquisitions d'immobilisations, en partie contrebalancées par le fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain et la dotation aux amortissements
Actifs destinés à être vendus, montant net	(29)	Les actifs déjà destinés à être vendus ont été reclassés dans les immobilisations corporelles
Actifs incorporels	(17)	Dotation aux amortissements et fléchissement du dollar canadien par rapport au dollar américain
Dette à court terme	106	Augmentation nette de la dette à court terme
Dette à long terme avec recours (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	330	Émission de titres d'emprunt à long terme de 500 millions de dollars américains, compensée en partie par des remboursements de dette
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(115)	Variations des prix
Passifs d'impôts futurs nets (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	21	Incidence fiscale sur la diminution des passifs nets de gestion du risque
Participations sans contrôle	(22)	Distributions supérieures au bénéfice de TA Cogen
Capitaux propres	(19)	Actions rachetées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires, dividendes déclarés et variations du cumul des autres éléments du résultat étendu contrebalancés en partie par le bénéfice net

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 7 à la page 85 du rapport annuel de 2007 et aux notes afférentes aux états financiers du troisième trimestre pour des renseignements sur les instruments financiers. Au cours du trimestre considéré, la variation de la position de passif net des instruments financiers résulte des variations des prix futurs des contrats de notre secteur Production. La rubrique «Gestion du risque» du rapport de gestion présenté dans le rapport annuel 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.

Pendant les deuxième et troisième trimestres de 2008, nous avons pris des mesures visant à réduire le risque 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. Nous continuons de surveiller étroitement l'incidence possible des fluctuations du marché sur nos activités de négociation et de couverture et prendrons les mesures appropriées selon les besoins, bien que nous ne puissions fournir aucune assurance quant à notre taux de réussite.

Dans des cas restreints, le secteur des opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces produits sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des PCGR. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation fondés sur des valeurs du marché externe non observables ou des hypothèses ou 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 30 septembre 2008, la valeur comptable des instruments financiers de niveau III s'établissait à 1 million de dollars. Veuillez vous reporter à la note 2 afférente aux états financiers du 30 septembre 2008 pour de plus amples informations.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Trois mois terminés les 30 sept.	2008	2007	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50 \$	53 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	202	156	Augmentation du bénéfice au comptant de 13 millions de dollars, et variation plus favorable du fonds de roulement de 33 millions de dollars attribuable au calendrier des paiements prévus aux CAÉ en 2007, en partie contrebalancées par les mouvements des stocks en 2008.
Activités d'investissement	(292)	(166)	Dépenses en immobilisations additionnelles de 117 millions de dollars et diminution de 11 millions de dollars du produit de la vente d'actifs en 2007, contrebalancées par des gains réalisés sur les instruments financiers de 14 millions de dollars.
Activités de financement	109	15	Augmentation de la dette à court terme de 216 millions de dollars et réduction de 23 millions de dollars pour le rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre contrebalancées publique de rachat dans le cours normal des affaires, contrebalancées en partie par le remboursement additionnel de la dette à long terme de 98 millions de dollars et une diminution de l'émission de titres de créance à long terme de 30 millions de dollars.
Conversion des devises	(3)	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	66 \$	60 \$	

Neuf mois terminés les 30 sept.	2008	2007	Explication
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	51 \$	66 \$	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	610	655	Variation défavorable du fonds de roulement de 92 millions de dollars en raison du recouvrement des produits des CAÉ de 2006 en 2007, en partie atténuée par un accroissement du bénéfice au comptant de 47 millions de dollars.
Activités d'investissement	(626)	(320)	Dépenses en immobilisations additionnelles de 312 millions de dollars et emprunt visant la participation dans des sociétés satellites de 245 millions de dollars, en partie compensés par le remboursement de liquidités soumises à restrictions de 203 millions de dollars et des gains réalisés sur les instruments financiers de 37 millions de dollars.
Activités de financement	31	(349)	Augmentation du produit net de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 472 millions de dollars, accroissement de la dette à court terme de 47 millions de dollars et rachat d'actions privilégiées de 175 millions de dollars en 2007, contrebalancés en partie par une progression du remboursement de la dette à long terme de 205 millions de dollars et une hausse de 103 millions de dollars pour le rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.
Conversion des devises	-	8	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	66 \$	60 \$	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

Nous avons un total de 2,2 milliards de dollars de facilités de crédit consenties et non consenties, dont un montant de 1,0 milliard de dollars disponible qui n'avait pas été prélevé au 30 septembre 2008, et soumises aux modalités d'emprunt habituelles. Au 30 septembre 2008, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,2 milliard de dollars, ce qui comprend une dette à court terme de 760 millions de dollars, moins des fonds en caisse de 66 millions de dollars et des lettres de crédit de 536 millions de dollars.

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

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008, nous avons reçu trois paiements en vertu des CAÉ comparativement à deux pour le troisième trimestre de 2007. Pour les périodes de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 2007, nous avons reçu respectivement dix et neuf paiements en vertu des CAÉ.

Le 30 octobre 2008, nous avons environ 198 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 septembre 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 26,19 \$. Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,09 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,1 million d'actions.

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 américains à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2009 et expireront après dix ans.

Risque de crédit

Notre entreprise est exposée au risque de crédit lié au degré de solvabilité des entités auxquelles nous sommes exposées. 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 formelle 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 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.

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.

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 30 septembre 2008, nous avons émis des lettres de crédit totalisant 536 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

Il n'y a pas eu de changements importants au troisième trimestre de 2008 dans les règlements sur l'environnement au Canada qui ont eu une incidence sur nos activités d'exploitation. Le gouvernement fédéral canadien continue d'élaborer des règlements en matière d'émissions de GES en vertu de la *Loi canadienne sur la protection de l'environnement*, avec l'objectif d'annoncer des projets de règlements à l'automne 2008. Le secteur a pris part aux consultations auprès du gouvernement sur les détails de la conception des règlements. Ces règlements entreraient en vigueur en 2010.

Le programme sur les changements climatiques de l'Alberta en vertu de la *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 gouvernement de l'Alberta et le gouvernement fédéral sont en pourparlers au sujet de l'uniformisation des règlements sur les changements climatiques des deux compétences.

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 captage et de stockage du carbone dans la province. Le 2 septembre 2008, nous avons soumis une déclaration d'intérêt à la province de l'Alberta demandant un soutien pour le projet pilote que nous avons annoncé visant l'essai d'une technologie de captage du carbone à base d'ammoniac réfrigéré élaborée en collaboration avec Alstom Canada. Les demandes font présentement l'objet d'une sélection préliminaire, et les entreprises choisies devront soumettre une proposition complète d'ici le 1^{er} novembre 2008, pour les décisions futures liées au financement.

Nous continuons de faire des essais technologiques et des travaux de conception techniques 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.

Aux États-Unis, l'État de Washington élabore un système de plafonnement et de négociation dans le but de gérer les émissions de GES. La première ébauche est prévue pour décembre 2008. 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 le carbone. 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 conçue, 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.

PERSPECTIVES

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Pour le reste de 2008, la diminution des prix du gaz naturel, le ralentissement de la croissance de la demande sur 12 mois et une réduction de l'entretien saisonnier feront probablement fléchir les prix de l'électricité. Ces facteurs seront quelque peu contrebalancés par les hausses saisonnières de la demande en gaz naturel et en électricité en raison de l'hiver.

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 physiques 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 le reste de 2008, par suite des récentes élections fédérales canadienne et américaine, nous prévoyons davantage de clarté réglementaire sur les exigences futures concernant les émissions de GES.

En Alberta, les règlements sont clairs jusqu'à la fin de 2009, mais on ne sait pas quelle sera l'incidence des règlements fédéraux sur les entreprises albertaines à partir de 2010. Maintenant que l'élection fédérale canadienne est chose du passé, nous prévoyons des pourparlers entre le gouvernement fédéral et les provinces sur les règlements à appliquer et leur administration. Nous prévoyons que les propositions de l'État de Washington seront prêtes d'ici décembre, pour ce qui est de la conception du mécanisme axé sur le marché en vue du contrôle des GES dans cet État et possiblement dans d'autres États de la région.

En outre, d'ici la fin de 2008 ou au début de 2009, nous prévoyons l'élaboration de plans fédéraux canadiens se rapportant aux réductions des émissions de polluants atmosphériques, au niveau des cibles et mécanismes de conformité figurant dans le cadre réglementaire. Nous participons activement aux consultations menant à l'annonce de ces cibles.

Exploitation

Production, disponibilité et capacité

La capacité de production devrait augmenter au cours du quatrième trimestre en raison de l'achèvement de Kent Hills vers la fin de 2008. La production et la disponibilité devraient connaître une légère amélioration par rapport aux trimestres précédents en raison de la diminution des interruptions planifiées.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie à des augmentations de coût en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation, et des hausses des prix du diesel et des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières dans les activités d'extraction du charbon de nos mines de l'Alberta. Les coûts du charbon pour tout l'exercice devraient augmenter jusqu'à concurrence de 11 millions de dollars principalement en raison de la hausse des prix du diesel. Nous prévoyons récupérer cette hausse dans le coût du diesel grâce aux indices intégrés dans les CAÉ de l'Alberta et constater une hausse correspondante de revenus des CAÉ de 2009. Toutefois, comme ces indices sont rajustés au cours d'une période de trois mois, la hausse des revenus des CAÉ en 2009 pourrait ou non être liée directement à l'augmentation des coûts pour toute la période de 2008.

Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes. Ces prix contractuels devraient augmenter légèrement par rapport à ceux ayant été en vigueur à ce jour en raison des contrats et des hausses du prix des produits de base.

Nos installations alimentées au gaz sont peu exposées aux fluctuations du marché pour ce qui est des prix des produits de base énergétiques. Les contrats d'achat de gaz à long terme atténuent dans la mesure du possible l'exposition des centrales aux fluctuations des coûts du gaz en vertu de contrats de vente à long terme. Les variations des marges électricité-combustible dont il est question à la rubrique «Prix de l'électricité» pourraient avoir une incidence sur les centrales marchandes alimentées au gaz, 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 installée pour le quatrième trimestre devraient demeurer comparables à ceux du troisième trimestre de 2008.

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. Nous prévoyons dégager une marge brute annuelle variant entre 80 millions de dollars et 90 millions de dollars en 2008.

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 2008 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 pourrait se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

Situation de trésorerie et sources de financement

Étant donné qu'une plus grande instabilité des marchés de l'énergie et du gaz est prévue, les occasions de négociation sur le marché 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 et non consenties de 2,2 milliards de dollars et surveillons les risques de façon à déterminer les besoins prévus de liquidités.

Projets et croissance

Les dépenses en immobilisations et les dépenses liées à nos principaux projets sont composées des dépenses engagées pour le maintien de nos activités d'exploitation courantes et de croissance.

Cinq projets de dépenses en immobilisations importants aux fins de croissance sont présentement en cours : Keephills 3, Kent Hills, Blue Trail, accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance et Summerview.

Ces projets sont sommairement décrits ci-après :

Projet	Total engagé (en millions)	Engagement prévu en 2008 (en millions)	Date d'achèvement prévue	Détails
Keephills 3	815 \$	320 - 330 \$	T1 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (225 MW, déduction faite de la participation) et capital de la mine connexe en partenariat avec EPCOR
Kent Hills	170 \$	135 - 145 \$	T4 2008	Parc éolien de 96 MW au Nouveau-Brunswick qui sera exploité en vertu d'un contrat d'achat d'énergie avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick
Blue Trail	115 \$	20 - 25 \$	T4 2009	Parc éolien marchand 66 MW dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	75 \$	15 - 20 \$	T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre installation de Sundance
Summerview	123 \$	20 - 30 \$	T1 2010	Ajout de capacité de 66 MW à notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta
Total de l'accroissement	1 298 \$	510 - 550 \$		

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 2008, les dépenses en immobilisations de maintien estimatives totales, compte non tenu de l'exploitation de notre entreprise au Mexique, se situent entre 440 et 480 millions de dollars, et se répartissent comme suit :

- de 160 à 175 millions de dollars pour les dépenses en immobilisations habituelles;
- de 100 à 110 millions de dollars pour du matériel minier;
- de 70 à 75 millions de dollars pour les modifications de Centralia;
- de 110 à 120 millions de dollars pour l'entretien planifié, entraînant une perte d'environ 2 400 à 2 525 GWh.

Financement

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

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, TAU 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 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 Keephills 3 ferme définitivement ou que l'entente prenne fin dans certaines circonstances spécifiées, selon la première éventualité. Au 30 septembre 2008, TAU avait reçu 24 millions de dollars de la société en commandite de Keephills 3, filiale en propriété exclusive de TransAlta, à titre de paiement anticipé pour le charbon devant être livré en vertu du contrat. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills doit commencer au premier trimestre de 2011.

En août 2006, nous avons conclu une entente avec CE Generation, LLC («CE Gen»), société sous contrôle commun de notre société et de MidAmerican Energy Holdings Company («MidAmerican»), filiale de Berkshire Hathaway, en vertu de laquelle nous achetons l'électricité disponible auprès de certaines filiales de CE Gen selon un prix fixe. En outre, CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, 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 l'approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour trois de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. Nous avons conclu un contrat en sens inverse et, par conséquent, nous avons limité le risque au risque de contrepartie.

MODIFICATIONS COMPTABLES ACTUELLES

Instruments financiers – informations à fournir et présentation

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

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

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

Nous avons élaboré un plan de transition aux IFRS qui sera mis à exécution en janvier 2011. Une première enquête a été menée afin d'évaluer les incidences de leur mise en œuvre, y compris les changements aux conventions et processus comptables, aux systèmes d'information et à la gestion des affaires.

Une équipe a été mise sur pied afin d'analyser plus en profondeur les principaux points relevés dans le plan et travaille en collaboration avec des membres du personnel des technologies de l'information et du contrôle interne afin de déterminer les changements aux processus et aux systèmes qui seront nécessaires, ainsi que les contrôles appropriés en matière de présentation de l'information financière.

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. TransAlta évalue attentivement les options de passage aux IFRS à la date de leur adoption, ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées.

Selon TransAlta, il existe à première vue de nombreuses similitudes entre les PCGR du Canada et les IFRS. Les principales différences pour TransAlta se manifesteront probablement à l'égard des immobilisations corporelles et de la dépréciation des actifs à long terme, et les modifications prévues aux IFRS existantes pourraient avoir une incidence sur la comptabilisation des contreprises et des avantages complémentaires de retraite.

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 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 indicateur de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

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

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

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Marge brute	398 \$	375 \$	1 207 \$	1 109 \$
Charges d'exploitation	(274)	(247)	(801)	(752)
Bénéfice d'exploitation	124	128	406	357
(Perte) gain de change	(4)	1	(5)	6
Gain sur la vente de matériel	-	3	5	15
Intérêts débiteurs nets	(33)	(28)	(101)	(102)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	(3)	(97)	(14)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	87	101	208	262
Participations sans contrôle	15	12	38	34
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	72	89	170	228
Charge d'impôts	11	23	29	49
Bénéfice net	61 \$	66 \$	141 \$	179 \$

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 placement au Mexique, parce que la vente de ces activités est un rajustement non récurrent.

La variation de la durée de certaines parties composantes à la centrale thermique de Centralia a aussi été exclue, parce qu'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 réalisés à 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. Nous avons exclu l'incidence des variations des taux d'imposition étant donné qu'elles ne se rapportent pas aux résultats de la période considérée.

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice aux fins de comparaison	62 \$	64 \$	210 \$	162 \$
Vente d'actifs à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	2	4	10
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, avant impôts et taxes	(1)	-	(8)	-
Dépréciation des placements, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(65)	-
Modification du taux d'imposition	-	-	-	7
Bénéfice net	61 \$	66 \$	141 \$	179 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	198	203	199	203
Résultat par action aux fins de comparaison	0,32 \$	0,32 \$	1,06 \$	0,80 \$

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 30 septembre 2008 représentent le total des dépenses en immobilisations d'après l'état des flux de trésorerie, moins 209 millions de dollars investis dans des projets de croissance. Pour la même période en 2007, nous avons investi 72 millions de dollars dans des projets de croissance. Pour les neuf mois terminés les 30 septembre 2008 et 2007, nous avons investi respectivement 401 millions de dollars et 145 millions de dollars dans des projets de croissance.

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

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Flux de trésorerie d'exploitation	202 \$	156 \$	610 \$	655 \$
Plus (moins) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	(97)	(117)	(294)	(238)
Dividendes sur actions ordinaires	(58)	(49)	(163)	(154)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle des filiales	(25)	(22)	(69)	(63)
Remboursements de la dette sans recours	(1)	(11)	(3)	(32)
Calendrier des paiements contractuels prévus	-	87	(116)	-
Frais de fermeture de la mine Centralia	-	-	-	24
Flux de trésorerie liés à la participation dans des sociétés satellites	(1)	2	2	10
Flux de trésorerie disponibles	20 \$	46 \$	(33) \$	202 \$

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)

	T4 2007	T1 2008	T2 2008	T3 2008
Produits	783 \$	803 \$	708 \$	791 \$
Bénéfice net	129	33	47	61
Résultat de base par action ordinaire	0,64	0,17	0,24	0,31
Résultat dilué par action ordinaire	0,64	0,17	0,24	0,31

	T4 2006	T1 2007	T2 2007	T3 2007
		(retraité)		
Produits	752 \$	669 \$	612 \$	711 \$
Bénéfice net (perte nette)	(146)	56	57	66
Résultat de base par action ordinaire	(0,72)	0,28	0,28	0,33
Résultat dilué par action ordinaire	(0,72)	0,28	0,28	0,33

CONTRÔLES ET PROCÉDURES

Comme il est exigé par la Règle 13a-15 de la loi intitulée *Securities Exchange Act of 1934* (l'«Exchange Act»), la direction a évalué, avec la participation de notre chef de la direction et de notre chef des finances, l'efficacité de nos contrôles et procédures de communication de l'information à la fin de la période visée par le présent rapport. Les contrôles et procédures de communication de l'information désignent les contrôles et autres procédures visant à assurer que l'information devant être communiquée dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est constatée, traitée, résumée et présentée dans les délais prescrits et selon les règles et formules de la Securities and Exchange Commission. Les contrôles et procédures de communication de l'information comprennent, sans s'y limiter, les contrôles et procédures conçus pour assurer que l'information que nous devons communiquer dans les rapports que nous déposons ou soumettons en vertu de l'Exchange Act est consignée et communiquée à la direction, y compris notre chef de la direction et notre chef des finances, selon le cas, pour permettre la prise de décisions en temps opportun concernant notre obligation de communication de l'information. En concevant et en évaluant nos contrôles et procédures de communication de l'information, la direction reconnaît que tous les contrôles et procédures, quelle qu'en soit la qualité de conception et de fonctionnement, ne peuvent que fournir l'assurance raisonnable d'atteindre les objectifs souhaités en matière de contrôle. En outre, la direction était tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles. Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucune modification ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de l'exploitation et notre chef des finances ont attesté que, au 30 septembre 2008, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion et d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur les croyances et les hypothèses de TransAlta Corporation fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées. Dans certains cas, les énoncés prospectifs sont indiqués par des termes tels que «peut», «fera», «croit», «s'attend à», «potentiel», «éventuel», «permet», «continue» et d'autres expressions similaires. Les énoncés prospectifs ont trait, entre autres, aux énoncés sur les occasions d'affaires prévues et le rendement financier de TransAlta. Ces énoncés ne sont pas des garanties du rendement futur de TransAlta et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent amener les résultats réels à différer

de manière importante des résultats envisagés, y compris les risques importants et les hypothèses décrits dans le présent rapport de gestion aux rubriques «Perspectives» et «Contexte d'affaires» et dans le rapport de gestion de notre rapport annuel pour l'exercice terminé le 31 décembre 2007 à la rubrique «Facteurs de risque et gestion des risques». Certains des risques, des incertitudes et des facteurs comprennent, sans toutefois s'y limiter, les éléments suivants : les modifications des lois et règlements pouvant influencer sur les produits, les charges liées à la conformité en matière d'environnement, les coûts globaux, le coût et la disponibilité du combustible pour la production d'électricité, la rapidité et le degré de la concurrence sur le marché, les activités sur les marchés financiers mondiaux, 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 rapport de gestion ou autrement, et TransAlta n'est nullement tenue de mettre à jour publiquement ou de réviser l'information prospective, qu'elle soit le résultat de nouvelles informations, d'événements futurs ou autres, sauf si la loi le prescrit.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS

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

Non vérifié	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Produits	791 \$	711 \$	2 302 \$	1 992 \$
Combustible et achats d'électricité	(393)	(336)	(1 095)	(883)
Marge brute	398	375	1 207	1 109
Exploitation, entretien et administration	161	142	474	437
Amortissement (note 20)	108	100	312	299
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	5	15	16
Charges d'exploitation	274	247	801	752
Bénéfice d'exploitation	124	128	406	357
(Perte) gain de change	(4)	1	(5)	6
Gain sur la vente de matériel (note 9)	-	3	5	15
Intérêts débiteurs nets (note 10)	(33)	(28)	(101)	(102)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)	-	(3)	(97)	(14)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	87	101	208	262
Participations sans contrôle	15	12	38	34
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	72	89	170	228
Charge d'impôts	11	23	29	49
Bénéfice net	61 \$	66 \$	141 \$	179 \$
Bénéfices non répartis				
Solde au début de la période	640	722	763	710
Dividendes sur actions ordinaires	(53)	(50)	(161)	(151)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (note 13)	-	(19)	(95)	(19)
Solde à la fin de la période	648 \$	719 \$	648 \$	719 \$
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	198	203	199	203
Résultat net par action, de base et dilué	0,31 \$	0,33 \$	0,71 \$	0,88 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 sept. 2008	31 déc. 2007
ACTIF		
Actif à court terme		
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 2)	66 \$	51 \$
Débiteurs (notes 2 et 18)	468	546
Charges payées d'avance	9	9
Actifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	132	93
Actifs d'impôts futurs	19	40
Impôts sur les bénéfices à recevoir	40	49
Stocks (note 5)	79	30
	813	818
Liquidités soumises à restrictions (notes 2 et 6)	1	242
Placements (note 7)	272	125
Créances à long terme (notes 8 et 11)	11	6
Immobilisations corporelles		
Coût	9 363	8 593
Amortissement cumulé	(3 742)	(3 476)
	5 621	5 117
Actifs destinés à être vendus, montant net (note 9)	-	29
Écart d'acquisition (note 20)	129	125
Actifs incorporels	192	209
Actifs d'impôts futurs	257	303
Actifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	35	122
Autres actifs	76	83
Total de l'actif	7 407 \$	7 179 \$
PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		
Passif à court terme		
Dettes à court terme (note 2)	757 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer (note 2)	465	473
Passifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	111	105
Impôts sur les bénéfices à payer	7	17
Passifs d'impôts futurs	13	12
Dividendes à verser	48	49
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 2, 10 et 23)	56	122
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 2 et 10)	29	32
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 11)	42	43
	1 528	1 504
Dettes à long terme, avec recours (notes 2 et 10)	1 892	1 496
Dettes à long terme, sans recours (notes 2 et 10)	210	209
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 11)		
	234	233
Crédits reportés et autres passifs à long terme	116	101
Passifs d'impôts futurs	590	637
Passifs de gestion du risque (notes 1, 2, 3 et 4)	83	204
Participations sans contrôle	474	496
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		
Actions ordinaires (notes 12 et 13)	1 762	1 781
Bénéfices non répartis (note 13)	648	763
Cumul des autres éléments du résultat étendu (notes 1 et 13)	(130)	(245)
Total des capitaux propres	2 280	2 299
Total du passif et des capitaux propres	7 407 \$	7 179 \$
Éventualités (notes 16 et 18)		
Engagements (notes 3, 16 et 17)		
Événements postérieurs à la date du bilan (note 23)		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Bénéfice net	61 \$	66 \$	141 \$	179 \$
Autres éléments du résultat étendu				
Gains (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	27	(62)	89	(166)
(Pertes) gains sur instruments financiers désignés comme couvertures dans les comptes d'établissements étrangers autonomes	(27)	68	(105)	191
(Recouvrement) charge d'impôts	(5)	13	(13)	34
	(22)	55	(92)	157
Gains (pertes) à la conversion d'établissements étrangers autonomes	5	(7)	(3)	(9)
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	687	140	96	(106)
Charge (recouvrement) d'impôts	246	48	43	(30)
Gains (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	441	92	53	(76)
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan de la période considérée	2	-	8	-
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bénéfice net de la période considérée	49	10	85	13
Charge d'impôts	14	4	28	5
	37	6	65	8
Autres éléments du résultat étendu	483	91	115	(77)
Résultat étendu	544 \$	157 \$	256 \$	102 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	61 \$	66 \$	141 \$	179 \$
Amortissement (note 20)	105	102	316	302
Gain sur la vente de matériel (note 9)	-	(3)	(5)	(15)
Participations sans contrôle	15	12	38	34
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 11)	5	7	16	19
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 11)	(14)	(16)	(26)	(24)
Impôts futurs	(1)	2	(12)	-
(Gains latents) pertes latentes découlant des activités de gestion du risque	(4)	(7)	11	33
Perte (gain) de change	4	(1)	5	(6)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)	-	3	97	14
Autres éléments hors caisse	4	(3)	(2)	(4)
	175	162	579	532
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation	27	(6)	31	123
Flux de trésorerie d'exploitation	202	156	610	655
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(306)	(189)	(695)	(383)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	5	16	26	39
Participation dans des sociétés satellites (note 7)	-	(1)	-	(20)
Liquidités soumises à restrictions (note 6)	2	7	247	44
Impôts sur les bénéfices à recevoir (note 8)	(8)	-	(8)	-
Gains réalisés sur les instruments financiers	14	-	37	-
Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites (note 7)	-	-	(245)	-
Divers	1	1	12	-
Flux de trésorerie d'investissement	(292)	(166)	(626)	(320)
Activités de financement				
Augmentation de la dette à court terme	308	92	107	60
Remboursement de la dette à long terme (note 10)	(110)	(12)	(240)	(35)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(58)	(49)	(163)	(154)
Émission de titres de créance à long terme	-	30	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 (note 13)	(4)	(27)	(130)	(27)
Produit net à l'émission d'actions ordinaires (note 12)	-	4	14	14
Diminution des avances à TransAlta Énergie	-	2	-	4
(Pertes) gains réalisés sur les instruments financiers	(1)	-	12	-
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(25)	(22)	(69)	(63)
Divers	(1)	(3)	(2)	(3)
Flux de trésorerie de financement	109	15	31	(349)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	19	5	15	(14)
Incidence de la conversion de liquidités en devises	(3)	2	0	8
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	16	7	15	(6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	53	51	66
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	66 \$	60 \$	66 \$	60 \$
Impôts au comptant (reçus) payés	(8) \$	25 \$	52 \$	62 \$
Intérêts au comptant payés	8 \$	12 \$	75 \$	89 \$

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)

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

1. CONVENTIONS COMPTABLES

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

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

Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts connexes du combustible. Les coûts d'entretien sont généralement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, période durant laquelle les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent habituellement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

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

Principales modifications de conventions comptables

Le 1^{er} janvier 2008, la société a adopté deux nouvelles normes comptables contenues dans le *Manuel de l'ICCA* : le chapitre 3862, «Instruments financiers – informations à fournir», et le chapitre 3863, «Instruments financiers – présentation». Les chapitres 3862 et 3863 remplacent le chapitre 3861, «Instruments financiers – informations à fournir et présentation», modifient et accroissent les exigences en matière d'information à fournir, et ne modifient pas les exigences en matière de présentation. Ces nouveaux chapitres mettent davantage l'accent sur les informations à fournir sur la nature et l'étendue des risques découlant des instruments financiers et la manière dont l'entité gère ces risques. Les informations à fournir requises par suite de l'adoption de ces chapitres figurent à la note 2.

Modifications comptables futures

Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 13 février 2008, le CNC a confirmé que l'utilisation des IFRS sera exigée 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 21 décembre 2007, la Securities and Exchange Commission des États-Unis a approuvé des modifications réglementaires qui permettront à des émetteurs privés étrangers de publier des états financiers sans rapprochement avec les PCGR des États-Unis, s'ils sont dressés en utilisant la version en langue anglaise des IFRS telle qu'elle est publiée par l'International Accounting Standards Board.

TransAlta a élaboré un plan pour le passage aux IFRS d'ici janvier 2011. Une première enquête a été réalisée afin d'évaluer les incidences de l'adoption de ces normes, y compris des changements aux conventions et processus comptables, aux systèmes d'information et à la gestion des activités.

Une équipe a été mise sur pied afin d'analyser plus en profondeur les principaux points relevés dans le plan et travaille en collaboration avec des membres du personnel des technologies de l'information et du contrôle interne afin de déterminer les changements aux processus et aux systèmes qui seront nécessaires, ainsi que les contrôles appropriés en matière de présentation de l'information financière.

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

Selon TransAlta, il existe à première vue de nombreuses similitudes entre les PCGR du Canada et les IFRS. Les principales différences pour TransAlta se manifesteront probablement à l'égard des immobilisations corporelles et de la dépréciation des actifs à long terme, et les modifications prévues aux IFRS existantes pourraient avoir une incidence sur la comptabilisation des contreprises et des avantages complémentaires de retraite.

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 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.

2. INSTRUMENTS FINANCIERS

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

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

Valeur comptable des instruments financiers au 30 septembre 2008

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	66 \$	- \$	66 \$
Débiteurs	- \$	- \$	468 \$	- \$	468 \$
Actifs de gestion du risque					
À court terme	77 \$	55 \$	- \$	- \$	132 \$
À long terme	29 \$	6 \$	- \$	- \$	35 \$
Liquidités soumises à restrictions	- \$	- \$	1 \$	- \$	1 \$
Passifs financiers					
Dette à court terme	- \$	- \$	- \$	757 \$	757 \$
Créditeurs et charges à payer	- \$	- \$	- \$	465 \$	465 \$
Passifs de gestion du risque					
À court terme	54 \$	57 \$	- \$	- \$	111 \$
À long terme	75 \$	8 \$	- \$	- \$	83 \$
Dette à long terme, avec recours ¹	- \$	- \$	- \$	1 948 \$	1 948 \$
Dette à long terme, sans recours ¹	- \$	- \$	- \$	239 \$	239 \$

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2007

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Valeur comptable totale
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	- \$	- \$	51 \$	- \$	51 \$
Débiteurs	- \$	- \$	546 \$	- \$	546 \$
Actifs de gestion du risque					
À court terme	69 \$	24 \$	- \$	- \$	93 \$
À long terme	122 \$	- \$	- \$	- \$	122 \$
Liquidités soumises à restrictions	- \$	- \$	242 \$	- \$	242 \$
Passifs financiers					
Dette à court terme	- \$	- \$	- \$	651 \$	651 \$
Créditeurs et charges à payer	- \$	- \$	- \$	473 \$	473 \$
Passifs de gestion du risque					
À court terme	93 \$	12 \$	- \$	- \$	105 \$
À long terme	191 \$	13 \$	- \$	- \$	204 \$
Dette à long terme, avec recours ¹	- \$	- \$	- \$	1 618 \$	1 618 \$
Dette à long terme, sans recours ¹	- \$	- \$	- \$	241 \$	241 \$

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

B. Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties compétentes agissant en toute liberté dans des conditions de pleine concurrence. La juste valeur peut être établie au moyen du prix négocié pour cet instrument dans un marché actif auquel la société a accès. En l'absence d'un marché actif, la société calcule les justes valeurs d'après des modèles d'évaluation ou par rapport à d'autres produits semblables dans les marchés actifs.

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

I. Calculs des niveaux et classements

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

Niveau I

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

Niveau II

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

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

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

Niveau III

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

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

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

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

Au 30 septembre 2008	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Actifs et passifs financiers évalués à la juste valeur					
Passifs (actifs) nets de gestion du risque ²	95 \$	(67) \$	(1) \$	27 \$	27 \$
Dette à long terme	- \$	213 \$	- \$	213 \$	213 \$
Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme	- \$	1 827 \$	- \$	1 827 \$	1 974 \$

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

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

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

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

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

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

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

Le montant total de la variation de la juste valeur, estimé en utilisant une technique d'évaluation avec des données non observables, pour des actifs et passifs financiers évalués et comptabilisés à la juste valeur, qui ont été constatés dans le bénéfice avant impôts et taxes pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, correspond à un gain de 16 millions de dollars. Un rapprochement des fluctuations des justes valeurs de gestion du risque par niveau, ainsi que des informations additionnelles sur le gain (ou la perte) de niveau III, figure à la note 3.

C. Gains et pertes à la création

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

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

Aux	30 sept. 2008	31 déc. 2007
Gain non amorti au début de la période	3 \$	4 \$
Nouvelles opérations	-	4
Constaté dans les états des résultats au cours de la période :		
Amortissement	(2)	(5)
Échéance ou résiliation	-	-
Variation des taux de change	-	-
Gain non amorti à la fin de la période	1 \$	3 \$

D. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

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

I. Risque de marché

a) Risque lié au prix des produits de base

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

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

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

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

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

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

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

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le bénéfice net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 septembre 2008, la VaR associée aux activités de négociation pour compte propre de la société était de 4 millions de dollars.

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

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

De plus, certains contrats de vente d'électricité ne sont pas admissibles comme contrats d'achat et de vente dans le cours normal des affaires. Ces contrats sont conçus comme des couvertures globales et sont donc comptabilisés comme des couvertures de flux de trésorerie conformément au chapitre 3865. Cependant, contrairement à un dérivé financier typique utilisé dans une relation de couverture, qui entraîne un règlement net avec la contrepartie, le règlement de ces contrats d'électricité ne donnera probablement

pas lieu à des sorties nettes de fonds ou à une incidence négative sur le bénéfice pour la société, même si leur juste valeur entraîne actuellement un passif et une perte de couverture de flux de trésorerie au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu au bilan de la société. Pour les contrats réglés par livraison, la société livrera l'électricité au prix fixé en vertu du contrat, et recevra le paiement comptant pour cette livraison. Toute perte après impôts de couverture de flux de trésorerie sera compensée par la juste valeur nominale du contrat. Si les contrats de couverture globale ne peuvent être réglés par la livraison des produits de base sous-jacents, ils seront réglés financièrement.

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

Au 30 septembre 2008, la VaR associée aux dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 67 millions de dollars.

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut de contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. Lorsque cela n'est pas possible, les opérations sont traitées comme détenues à des fins de transaction. Elles incluent, par exemple, les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes. Les variations des prix du marché associés à ces opérations ont une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 septembre 2008, la VaR associée aux dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couverture, était de néant.

b) Risque de taux d'intérêt

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

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, l'incidence possible sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu découlant des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable de la société, les actifs portant intérêt et les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction et autres instruments dérivés de couverture en cours à la date du bilan est décrite ci-dessous. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 25 points de base est la variation possible la plus raisonnable des taux d'intérêt du marché et est conforme à un écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

	Augmentation du bénéfice net ¹	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu ¹
Variation de 25 points de base	2 \$	- \$

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

c) Risque de change

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

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

L'incidence possible sur le bénéfice avant impôts et taxes et les autres éléments du résultat étendu pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 découlant des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date du bilan est présentée ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution de 4 % de ces devises par rapport au dollar canadien est la variation la plus raisonnablement possible et est conforme à l'écart type de +/- un par rapport à la moyenne.

Devise	Diminution du bénéfice net¹	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu¹
Euro	- \$	2 \$
Dollar américain	1	2
Dollar australien	2	-
Total	3 \$	4 \$

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

II. Risque de crédit

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

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 septembre 2008, sans tenir compte de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables réelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit sont les types principaux de garanties détenues en guise de sûreté par rapport à ces montants.

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

	Notation de première qualité %	Notation de qualité inférieure %	Total %
Débiteurs	90	10	100
Actifs de gestion du risque	97	3	100

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

Aux	30 sept. 2008	31 déc. 2007
Provision au début de la période	46 \$	54 \$
Provision actuelle (charge de la période)	-	-
Utilisée	-	-
Reprises	-	-
Variation des taux de change	2	(8)
Provision à la fin de la période	48 \$	46 \$

III. Risque d'illiquidité

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

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Dette à court terme	757 \$	- \$	- \$	- \$	- \$	- \$	757 \$
Créditeurs et charges à payer	465	-	-	-	-	-	465
Dette à long terme ¹	67	239	29	252	339	1 255	2 181
Passifs (actifs) de gestion du risque des opérations sur produits énergétiques ²	3	58	58	2	(23)	-	98
Autres actifs de gestion du risque ³	-	(51)	(3)	(7)	-	(10)	(71)
Total	1 292 \$	246 \$	84 \$	247 \$	316 \$	1 245 \$	3 430 \$

¹ Exclut l'incidence des dérivés.

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

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

E. Instruments financiers donnés en garantie

Au 30 septembre 2008, 165 millions de dollars (200 millions de dollars au 31 décembre 2007) des actifs financiers de TransAlta Utilities Corporation («TAU»), filiale en propriété exclusive de TransAlta, ont été donnés en garantie de 50 millions de dollars des débentures publiques de la société (note 23). Si TAU manque à ses obligations à l'égard de ces débentures, les détenteurs de débentures auront la priorité sur ces actifs.

Au 30 septembre 2008, 79 millions de dollars (53 millions de dollars au 31 décembre 2007) des actifs financiers liés à la quote-part de la société dans CE Generation, LLC («CE Gen») ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres d'emprunt auront la priorité sur ces actifs.

F. Gains et pertes sur les instruments financiers

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation de la société utilise divers dérivés dans ses activités de négociation pour compte propre, et les actifs et passifs correspondants sont classés comme détenus à des fins de transaction. Comme il est décrit à la note 1 C) afférente aux états financiers consolidés de 2007 de la société, les gains nets réalisés et latents sont présentés comme des produits. Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des gains et pertes nets réalisés et latents de 21 millions de dollars (15 millions de dollars au 30 septembre 2007). Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation a constaté des gains et pertes nets réalisés et latents de 81 millions de dollars (42 millions de dollars au 30 septembre 2007) (note 20).

Les intérêts débiteurs nets présentés dans les états des résultats consolidés incluent les intérêts créditeurs et débiteurs, respectivement, sur les actifs financiers portant intérêt de la société, principalement la trésorerie et les équivalents de trésorerie, et ses passifs financiers portant intérêt, surtout la dette à court et à long terme. Les intérêts débiteurs sont calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif (note 10). Les dérivés sur taux d'intérêt qui ne sont pas désignés comme couvertures sont classés comme détenus à des fins de transaction, le gain net ou la perte nette étant aussi comptabilisé dans les intérêts débiteurs nets.

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

Le tableau ci-après présente les gains nets inclus dans le bénéfice pour la période actuelle et les périodes précédentes comparables à l'égard des dérivés sur taux d'intérêt ou de change détenus à des fins de transaction.

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Gains sur instruments dérivés sur taux d'intérêt	1 \$	- \$	3 \$	1 \$
Gains sur instruments dérivés sur taux de change	10 \$	2 \$	7 \$	2 \$

3. ACTIFS ET PASSIFS DE GESTION DU RISQUE

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

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

Aux	30 sept. 2008			31 déc. 2007		
	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total	Opérations sur les produits énergétiques	Autres	Total
Bilans – Totaux						
Actifs de gestion du risque						
À court terme	71 \$	61 \$	132 \$	34 \$	59 \$	93 \$
À long terme	15	20	35	(4)	126	122
Passifs de gestion du risque						
À court terme	(101)	(10)	(111)	(87)	(18)	(105)
À long terme	(83)	-	(83)	(192)	(12)	(204)
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours	(98) \$	71 \$	(27) \$	(249) \$	155 \$	(94) \$

Opérations sur les produits énergétiques

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

Aux	30 sept. 2008			31 déc. 2007
		Autres que		Total lié aux
	Couvertures	couvertures	Total	opérations sur les
Bilan – Opérations sur les produits énergétiques				produits
				énergétiques
Actifs de gestion du risque				
À court terme	17 \$	54 \$	71 \$	34 \$
À long terme	9	6	15	(4)
Passifs de gestion du risque				
À court terme	(51)	(50)	(101)	(87)
À long terme	(75)	(8)	(83)	(192)
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours	(100) \$	2 \$	(98) \$	(249) \$

Le tableau suivant illustre la présentation des variations de la juste valeur des actifs et passifs nets de gestion du risque liés aux opérations sur les produits énergétiques de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008.

	<u>Couvertures</u>			<u>Autres que couvertures</u>			<u>Total</u>		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours au 31 déc. 2007	(261) \$	-	-	10 \$	1 \$	1 \$	(251) \$	1 \$	1 \$
Variations de la valeur liquidative attribuables aux :									
Variations du marché	57	-	-	1	-	13	58	-	13
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	82	(3)	-	3	(1)	3	85	(4)	3
Contrats réglés au cours de la période	25	-	-	(12)	(1)	(16)	13	(1)	(16)
Variation des taux de change	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferts au niveau III ou hors du niveau III	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(Passifs) actifs nets de gestion du risque en cours au 30 sept. 2008	(97) \$	(3) \$	- \$	2 \$	(1) \$	1 \$	(95) \$	(4) \$	1 \$
Information additionnelle sur le gain (la perte) au niveau III :									
Variation totale de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu			-			-			-
Variation totale de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts et taxes			-			-			-
Variation totale de la juste valeur incluse dans le bénéfice avant impôts et taxes lié aux actifs nets détenus au 30 sept. 2008			-			16 \$			16 \$

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

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

		2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	(8) \$	(51) \$	(57) \$	(3) \$	22 \$	- \$	(97) \$
	Niveau II	(1)	(3)	(1)	1	1	-	(3)
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Autres que couvertures	Niveau I	3 \$	(1) \$	-	-	-	-	2 \$
	Niveau II	-	(1)	-	-	-	-	(1)
	Niveau III	3	(2)	-	-	-	-	1
Total	Niveau I	(5) \$	(52) \$	(57) \$	(3) \$	22 \$	-	(95) \$
	Niveau II	(1)	(4)	(1)	1	1	-	(4)
	Niveau III	3	(2)	-	-	-	-	1
Total global		(3) \$	(58) \$	(58) \$	(2) \$	23 \$	-	(98) \$

La majeure partie des contrats pour compte propre de TransAlta seront réglés d'ici la fin de 2009. La durée de trois contrats à long terme d'une valeur à terme inférieure à 1 million de dollars dépasse 2009.

Les positions de négociation pour compte propre à prix fixe de la société au 30 septembre 2008 et au 31 décembre 2007 se présentaient comme suit :

Unités (en milliers)	Électricité (MWh)	Gaz naturel (GJ)	Transport (MWh)	Charbon (Tonnes)	Émissions (Tonnes)	Pétrole (Gallons)
Payeur de prix fixe, notionnel, 30 septembre 2008	22 474	79 017	1 313	1 066	843	825
Payeur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2007	16 189	54 523	1 854	1 644	6	-
Receveur de prix fixe, notionnel, 30 septembre 2008	21 778	87 069	-	1 066	844	-
Receveur de prix fixe, notionnel, 31 décembre 2007	16 009	61 977	-	1 644	15	-
Durée maximale en mois, 30 septembre 2008	63	15	6	15	3	9
Durée maximale en mois, 31 décembre 2007	24	12	6	23	2	-

Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	30 sept. 2008			31 déc. 2007
Bilan – Autres	Couvertures	Autres que couvertures	Total	Total lié aux opérations sur les produits non énergétiques
Actifs de gestion du risque				
À court terme	60 \$	1 \$	61 \$	59 \$
À long terme	20	-	20	126
Passifs de gestion du risque				
À court terme	(3)	(7)	(10)	(18)
À long terme	-	-	-	(12)
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours	77 \$	(6) \$	71 \$	155 \$

Le tableau suivant illustre la présentation des variations de juste valeur des autres actifs et passifs nets de gestion du risque de la société, séparément par méthode d'évaluation au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008 :

	Couvertures ¹	Autres que couvertures ¹	Total
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 31 déc. 2007	168 \$	(13) \$	155 \$
Variations de la valeur liquidative attribuables aux :			
Variations du marché	(14)	7	(7)
Nouveaux contrats conclus au cours de la période	6	-	6
Contrats réglés au cours de la période	(83)	-	(83)
Variation des taux de change	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque en cours au 30 sept. 2008	77 \$	(6) \$	71 \$

¹ Tous les autres actifs et passifs de gestion du risque sont classés dans le niveau II.

Les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions de couverture sont reflétées dans les intérêts débiteurs dans la mesure où les opérations ont été réglées au cours de la période ou qu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. Dans la mesure où ces couvertures demeurent efficaces et répondent aux conditions d'application de la comptabilité de couverture, la variation de valeur des contrats existants ou des nouveaux contrats sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'au règlement de l'instrument ou jusqu'à la réduction de l'investissement net.

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013 et par la suite	Total
Couvertures	- \$	57 \$	3 \$	7 \$	- \$	10 \$	77 \$
Autres que couvertures	-	(6)	-	-	-	-	(6)
Total global	- \$	51 \$	3 \$	7 \$	- \$	10 \$	71 \$

Gestion du risque de crédit

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

L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des montages et des opérations liés aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, au 30 septembre 2008, était de 19 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2007).

4. ACTIVITÉS DE COUVERTURE

Des instruments financiers dérivés et non dérivés sont utilisés afin de gérer le risque à l'égard des intérêts, des prix des produits de base, des devises, du crédit et des autres risques du marché. Lorsque les instruments dérivés sont utilisés afin de gérer ses propres risques, la société établit pour chaque instrument dérivé si la comptabilité de couverture est admissible. Si c'est le cas et si la société choisit d'appliquer la comptabilité de couverture, une relation de couverture est désignée comme une couverture de juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture de l'exposition au risque de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome. L'instrument dérivé doit être très efficace pour atteindre l'objectif de contrebalancer les variations de juste valeur ou de flux de trésorerie attribuables au risque couvert à la fois au début de la couverture et sur la durée de celle-ci. Si on détermine que l'instrument dérivé n'est pas très efficace comme couverture, la comptabilité de couverture sera abandonnée prospectivement.

Couvertures de juste valeur

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

Aucune tranche inefficace des couvertures de juste valeur n'a été comptabilisée pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées les 30 septembre 2008 et 30 septembre 2007.

Couvertures de flux de trésorerie

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

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008, un gain latent avant impôts et taxes de 687 millions de dollars (140 millions de dollars au 30 septembre 2007) a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu à hauteur de la partie efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 49 millions de dollars (10 millions de dollars au 30 septembre 2007) relatif aux montants liés précédemment aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé dans le résultat net.

Pour la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, un gain latent avant impôts et taxes de 96 millions de dollars (une perte de 106 millions de dollars au 30 septembre 2007) a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu pour la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie, et un total avant impôts et taxes de 85 millions de dollars (13 millions de dollars au 30 septembre 2007) relatif aux montants liés précédemment aux autres éléments du résultat étendu a été reclassé en résultat net. Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, une perte réalisée respectivement de 4 millions de dollars et 5 millions de dollars a été comptabilisée dans les résultats pour la tranche inefficace.

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 21 millions de dollars de pertes après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations des éléments qui précèdent. En outre, la société a l'intention de régler une tranche importante des couvertures de flux de trésorerie par la livraison des produits de base sous-jacents, ce qui entraîne un règlement brut au prix stipulé au contrat. Ces contrats sont conçus comme des couvertures globales et doivent être comptabilisés comme des couvertures de flux de trésorerie conformément au chapitre 3865. Cependant, contrairement à un dérivé financier typique utilisé dans une relation de couverture, qui entraîne un règlement net avec la contrepartie, le règlement de ces contrats d'électricité n'entraînera probablement pas de sorties

nettes de fonds, même si leur juste valeur entraîne actuellement un passif et une perte de couverture de flux de trésorerie au titre du cumul des autres éléments du résultat étendu au bilan de la société. Pour les contrats réglés par livraison, la société livrera l'électricité au prix fixé en vertu du contrat, et recevra le paiement comptant pour cette livraison. Toute perte après impôts de couverture de flux de trésorerie sera compensée par la juste valeur nominale du contrat. Si les contrats de couverture globale ne peuvent être réglés par la livraison des produits de base sous-jacents, ils seront réglés financièrement.

Couvertures de l'investissement net

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

Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2008, le gain net après impôts et taxes de 5 millions de dollars (perte de 7 millions de dollars au 30 septembre 2007) lié à l'investissement net dans les établissements étrangers, déduction faite de la couverture, a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la perte nette après impôts et taxes de 3 millions de dollars (9 millions de dollars au 30 septembre 2007) liée à l'investissement net dans les établissements étrangers, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

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

Aux	30 sept. 2008				31 déc. 2007	
	Couvertures de juste valeur	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de l'investis- sement net	Non désigné dans une relation de couverture	Total	Total
Actifs financiers						
Instruments dérivés	12 \$	28 \$	66 \$	61 \$	167 \$	215 \$
Passifs financiers						
Instruments dérivés	- \$	(128) \$	(1) \$	(65) \$	(194) \$	(309) \$

La dette libellée en dollars américains ayant une valeur nominale de 1,3 milliard de dollars américains a été désignée dans le cadre de la couverture des comptes des établissements étrangers autonomes de TransAlta.

5. STOCKS

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

Aux	30 sept. 2008	31 déc. 2007
Charbon	70 \$	23 \$
Gaz naturel	8	7
Crédits d'émission achetés	1	-
Total	79 \$	30 \$

L'augmentation des stocks de charbon au 30 septembre 2008 par rapport au 31 décembre 2007 est principalement attribuable à la diminution de la production aux centrales thermiques de l'Alberta et à la centrale thermique de Centralia.

La variation des stocks est présentée ci-dessous :

Solde au 31 décembre 2007	30 \$
Ajouts, montant net	47
Variation des taux de change	2
Solde au 30 sept. 2008	79 \$

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

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, il n'y a eu aucune dépréciation des stocks par rapport à leur valeur comptable, et aucune moins-value n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans les bénéfices.

6. LIQUIDITÉS SOUMISES À RESTRICTIONS

Les liquidités soumises à restrictions se composent de fonds liés au service de la dette qui sont juridiquement grevés d'une affectation et nécessitent que soient conservés des soldes minimums précis correspondant au prochain versement sur la dette; elles comprennent aussi des montants affectés aux dépenses en immobilisations et aux dépenses d'entretien.

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

Solde au 31 décembre 2007	242 \$
Montant remboursé à TransAlta	(247)
Variation des taux de change	6
Solde au 30 sept. 2008	1 \$

Au cours du deuxième trimestre de 2008, une filiale a liquidé une position en vertu d'un contrat de dérivés de crédit. Le placement dans des billets détenus dans une fiducie à titre de garantie de l'obligation d'une filiale de 245 millions de dollars en vertu de ce contrat a été remis à la filiale.

7. PLACEMENTS

Les placements représentent principalement l'investissement de TransAlta dans les activités mexicaines détenues en propriété exclusive par la société. Selon la note d'orientation concernant la comptabilité 15 («NOC-15»), *Consolidation des entités à détenteurs de droits variables*, de l'ICCA, les activités d'exploitation mexicaines de TransAlta sont comptabilisées à titre de sociétés satellites. Le 20 février 2008, TransAlta a annoncé la vente des activités mexicaines à InterGen Global Ventures B.V. («InterGen») en contrepartie de 303,5 millions de dollars américains, qui a été conclue le 8 octobre 2008 (*note 23*). TransAlta a comptabilisé une charge de 65 millions de dollars, déduction faite des impôts et taxes, dans les résultats du premier trimestre pour refléter l'écart estimatif entre la valeur comptable nette et le prix de vente net prévu de ces actifs. La charge brute de 93 millions de dollars est constatée dans la quote-part de la perte de sociétés satellites.

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

Solde au 31 décembre 2007	125 \$
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(97)
Emprunt visant la participation dans des sociétés satellites	245
Divers	(1)

Comme l'exigent les PCGR, toutes les opérations avec des participations dans des sociétés satellites sont comptabilisées au coût historique. Cependant, la dette détenue par les actifs du Mexique est libellée en dollars américains. Les variations de la valeur de cette dette résultant des fluctuations de taux de change sur cette dette sont comptabilisées dans le cumul des autres éléments du résultat étendu et seront constatées à la cession du placement au Mexique.

8. IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

En septembre 2008, la société a reçu un avis de redressement de l'administration fiscale fédérale relativement à la cession de son entreprise de transport pendant l'année d'imposition 2002. Par suite de ce redressement, la société est tenue de payer des impôts d'environ 40 millions de dollars plus intérêt et pénalité. La société a financé une partie de ce montant au troisième trimestre de 2008 par le transfert de 8 millions de dollars de son compte de paiement anticipé de taxe et prévoit des paiements en espèces additionnels en 2009 pour financer le solde restant. La société est en voie de contester ce redressement. Comme ce différend ne sera pas réglé en un an, tous les transferts de paiements anticipés et les paiements en espèces sont comptabilisés à titre de créance à long terme.

9. ACTIFS DESTINÉS À ÊTRE VENDUS

Au cours de la période de neuf mois terminée le 30 septembre 2008, le matériel minier d'une valeur comptable nette de 2 millions de dollars lié à la cessation des activités minières à la mine de charbon Centralia a été vendu pour un produit de 7 millions de dollars; le reste du matériel minier et du matériel de restauration a été reclassé dans les immobilisations corporelles parce qu'il est conservé pour les activités de restauration.

10. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Encours	30 sept. 2008			31 déc. 2007		
	Valeur comptable	Coût	Intérêt ¹	Valeur comptable	Coût	Intérêt ¹
Débitures, échéant de 2008 à 2033	740 \$	731 \$	6,8 %	956 \$	946 \$	6,5 %
Billets de premier rang (1 100 M\$ US en 2008, 600 M\$ US en 2007)	1 140	1 143	6,3 %	588	586	6,3 %
Dette sans recours	239	239	7,4 %	242	242	7,4 %
Billets à payer – centrale de Windsor	39	39	7,4 %	43	43	7,4 %
Obligation liée à un emprunt commercial	29	29	5,9 %	30	30	5,9 %
	2 187	2 181		1 859	1 847	
Moins : tranche échéant à moins d'un an	(85)	(85)		(154)	(154)	
Total de la dette à long terme	2 102 \$	2 096 \$		1 705 \$	1 693 \$	

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

La société a converti le taux d'intérêt fixe sur une tranche de 100 millions de dollars de sa dette, portant intérêt à un taux de 6,9 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt (taux fixe reçu, taux variable payé). Ces swaps de taux d'intérêt arrivent à échéance en 2011. De plus, la société a converti le taux d'intérêt fixe sur une tranche de 100 millions de dollars américains de sa dette, portant intérêt à un taux de 6,65 %, en taux variable au moyen de swaps de taux d'intérêt (taux fixe reçu, taux variable payé). Ces swaps de taux d'intérêt arrivent à échéance en 2018.

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

Le 9 mai 2008, la société a émis des débentures d'une valeur de 500 millions de dollars américains. Les débentures portent intérêt à 6,65 % et viennent à échéance en 2018.

Le 10 octobre 2008, TAU a racheté 50 millions de dollars de débentures (*note 23*).

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont présentées ci-dessous :

	Trois mois terminés les 30 sept.		Neuf mois terminés les 30 sept.	
	2008	2007	2008	2007
Intérêts sur la dette à long terme	37 \$	35 \$	105 \$	111 \$
Intérêts sur la dette à court terme	8	6	24	19
Intérêts créditeurs	(6)	(12)	(15)	(26)
Intérêts capitalisés	(6)	(1)	(13)	(2)
Intérêts débiteurs nets	33 \$	28 \$	101 \$	102 \$

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

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

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

Solde au 31 décembre 2007	276 \$
Passifs contractés pendant la période	3
Passifs réglés au cours de la période	(26)
Charge de désactualisation	16
Révisions des flux de trésorerie estimatifs	1
Variation des taux de change	6
Solde au 30 septembre 2008	276 \$
Moins tranche échéant à moins d'un an	(42)
	234 \$

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

12. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 30 septembre 2008, la société avait 197,6 millions d'actions ordinaires (200,9 millions au 31 décembre 2007) émises et en circulation. Au cours des trois mois terminés le 30 septembre 2008, 0,1 million d'actions (0,2 million en 2007) ont été émises pour un produit de néant (4 millions de dollars en 2007). Au cours des neuf mois terminés le 30 septembre 2008, 0,6 million d'actions (0,7 million en 2007) ont été émises pour un produit de 14 millions de dollars (14 millions de dollars en 2007).

Au cours des périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, respectivement aucune action (0,9 million en 2007) et 3,9 millions d'actions (0,9 million en 2007) ont été annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

B. Options sur actions

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 Bourse de Toronto («TSX») la veille du jour où les options ont été attribuées pour les employés canadiens, et de 31,83 \$ US à la Bourse de New York («NYSE») pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2009 et expireront après dix ans (note 21).

Au 30 septembre 2008, la société avait attribué 1,7 million d'options sur actions en cours à des employés (1,2 million au 31 décembre 2007). Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008, aucune option n'a été exercée et aucune option n'a été annulée. Pour les trois mois terminés le 30 septembre 2007, 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 22,82 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,2 million d'actions, et aucune option n'a été annulée.

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, 0,3 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 20,54 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,3 million d'actions et à l'annulation de 0,1 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 27,15 \$. Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2007, 0,6 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 19,70 \$ ont été exercées, donnant lieu à l'émission de 0,6 million d'actions et à l'annulation de 0,2 million d'options au prix d'exercice moyen pondéré de 17,52 \$.

13. CAPITAUX PROPRES

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2007	1 781 \$	763 \$	(245) \$	2 299 \$
Bénéfice net pour les neuf mois terminés le 30 sept. 2008	-	141	-	141
Actions ordinaires émises (dividendes déclarés)	16	(161)	-	(145)
Actions acquises en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	(35)	(95)	-	(130)
Pertes à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes	-	-	(3)	(3)
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie	-	-	53	53
Instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie de périodes antérieures transférés au bilan et au bénéfice net de la période considérée	-	-	65	65
Solde au 30 septembre 2008	1 762 \$	648 \$	(130) \$	2 280 \$

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

Aux	30 sept. 2008	31 déc. 2007
Pertes latentes cumulatives à la conversion des états financiers des établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes	(48) \$	(45) \$
Pertes latentes cumulatives sur les couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	(82)	(200)
Cumul des autres éléments du résultat étendu au 30 sept. 2008	(130) \$	(245) \$

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

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

Pour le trimestre terminé le 30 septembre 2008, la société n'a racheté aucune action en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires (903 600 actions en 2007).

Pour les neuf mois terminés le 30 septembre 2008, la société a acheté 3 886 400 actions (903 600 actions en 2007) au prix moyen de 33,45 \$ l'action (29,88 \$ l'action en 2007). Ce prix d'achat dépassait la moyenne pondérée de la valeur comptable de 8,95 \$ l'action (8,83 \$ l'action en 2007), entraînant une réduction des bénéfices non répartis de 95 millions de dollars (19 millions de dollars en 2007).

	Trois mois terminés les		Neuf mois terminés les	
	30 sept. 2008	2007	30 sept. 2008	2007
Total des actions rachetées	-	903 600	3 886 400	903 600
Prix d'achat moyen par action	- \$	29,88 \$	33,45 \$	29,88 \$
Total du coût	-	27	130	27
Valeur comptable moyenne pondérée des actions annulées	-	8	35	8
Réduction des bénéfices non répartis	-	19	95	19

14. CAPITAL

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

Aux	30 sept. 2008	31 déc. 2007	Augmentation/ (diminution)
Dette à court terme incluant la tranche échéant à moins d'un an de la dette à long terme	842 \$	805 \$	37 \$
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(66)	(51)	(15)
	776	754	22
Dette à long terme			
Avec recours	1 892	1 496	396
Sans recours	210	209	1
Participations sans contrôle	474	496	(22)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires			
Actions ordinaires	1 762	1 781	(19)
Bénéfices non répartis	648	763	(115)
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(130)	(245)	115
	4 856	4 500	356
Total du capital	5 632 \$	5 254 \$	378 \$

Les objectifs et la stratégie de gestion du capital de TransAlta n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2007.

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

	30 sept. 2008	31 déc. 2007	Cible
Flux de trésorerie / intérêt (multiple)	6,4	6,6	Minimum de 4
Flux de trésorerie / total de la dette (%)	30,4	30,7	Minimum de 25
Dette / capital investi (%)	51,1	46,8	Maximum de 55

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

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

	Trois mois terminés les 30 sept.			Neuf mois terminés les 30 sept.		
	2008	2007	Augmentation/ (diminution)	2008	2007	Augmentation/ (diminution)
Flux de trésorerie d'exploitation	202 \$	156 \$	46 \$	610 \$	655 \$	(45) \$
Dividendes versés	(58)	(49)	(9)	(163)	(154)	(9)
Dépenses en immobilisations	(306)	(189)	(117)	(695)	(383)	(312)
(Sorties) rentrées de fonds nettes	(162) \$	(82) \$	(80) \$	(248) \$	118 \$	(366) \$

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, la diminution du total des flux de trésorerie nets tient surtout aux dépenses en immobilisations plus élevées liées aux projets de croissance.

Les modalités et conditions financières des débetures et facilités de crédit de la société n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2007.

La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes vise le versement aux actionnaires d'un dividende annuel se situant entre 60 % et 70 % du bénéfice aux fins de comparaison. La direction de TransAlta définit le bénéfice aux fins de comparaison comme le bénéfice net rajusté pour tenir compte des éléments qui ne sont pas susceptibles de se répéter à l'avenir.

15. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, TAU a conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la nouvelle centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par 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 l'entente prenne fin dans certaines circonstances spécifiées, selon la première éventualité. Au 30 septembre 2008, TAU avait reçu 24 millions de dollars de la société en commandite de Keephills 3, filiale en propriété exclusive de TransAlta, à titre de paiement anticipé pour le charbon devant être livré en vertu du contrat. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills doit commencer au premier trimestre de 2011.

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

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen») a conclu divers swaps sur transport avec 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 Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen l'approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour trois de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, de l'opération représente le total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. TransAlta a conclu un contrat en sens inverse, limitant ainsi son risque à celui de contrepartie.

16. ÉVENTUALITÉS

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

17. ENGAGEMENTS

Pendant le troisième trimestre de 2008, TransAlta a conclu diverses ententes d'approvisionnement en charbon avec trois fournisseurs pour la centrale thermique de Centralia. Les ententes d'approvisionnement en charbon permettent à TransAlta de prendre livraison du charbon à des volumes et prix fixes, pour des dates allant du 1^{er} juin 2008 au 31 décembre 2013. L'obligation en vertu de cette entente devrait atteindre 157 millions de dollars américains sur la période de six ans.

Au cours du deuxième trimestre de 2008, TransAlta a conclu une entente de cinq ans avec Bonneville Power Administration Transmission («BPAT») visant l'achat d'une capacité de 400 MW du réseau de transport du nord-ouest du Pacifique. La société s'engage à accepter les services aux tarifs en vigueur de BPAT, qu'ils soient rendus immédiatement ou plus tard, après la construction de centrales additionnelles, à condition que BPAT satisfasse à certaines exigences en matière de prestation de services. L'obligation en vertu de cette entente devrait atteindre 46 millions de dollars américains pour la période de cinq ans.

Le 27 mai 2008, TransAlta a annoncé une expansion de 66 MW de son parc éolien de Summerview, dans le sud de l'Alberta, près de Pincher Creek. Le coût en capital du projet est estimé à 123 millions de dollars. La construction devrait être amorcée au deuxième trimestre de 2009, les activités commerciales devant débuter au premier trimestre de 2010. Au 30 septembre 2008, les dépenses en capital totales pour ce projet atteignaient 24 millions de dollars.

Le 21 avril 2008, TransAlta a annoncé un accroissement de 53 MW de la capacité nominale à la centrale de Sundance de TransAlta. Le coût en capital total du projet est estimé à 75 millions de dollars, les activités commerciales devant démarrer à la fin de 2009. Au 30 septembre 2008, les dépenses en capital totales pour ce projet atteignaient 10 millions de dollars.

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. Au 30 septembre 2008, les dépenses en capital totales pour ce projet atteignaient 26 millions de dollars.

Le 21 juin 2007, TAU a conclu une entente avec Bucyrus Canada Limited et Bucyrus International Inc. portant sur l'achat d'une pelle à benne traînante devant être utilisée surtout pour l'approvisionnement en charbon dans le cadre du projet de coentreprise de

la centrale de Keephills 3. Les coûts d'achat totaux de cette pelle mécanique comprennent environ 121 millions de dollars pour l'achat de l'équipement, et une somme additionnelle de 29 millions de dollars pour l'assemblage et la mise en service de la pelle, pour un total d'environ 150 millions de dollars, les paiements finaux pour des biens et services étant exigibles en mai 2010. Au 30 septembre 2008, les paiements totaux en vertu de cette entente s'élevaient à 74 millions de dollars.

Les coûts de construction de la centrale de Keephills 3 et les coûts en capital liés aux mines qui y sont associés, pour la société en commandite de Keephills 3, sont estimés à environ 1,6 milliard de dollars, les derniers paiements pour des biens et services étant exigibles en 2011. La quote-part de TransAlta est d'environ 800 millions de dollars. Au 30 septembre 2008, les dépenses totales pour ce projet atteignaient 338 millions de dollars.

Le 19 janvier 2007, TransAlta a annoncé la signature d'un contrat de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick («Énergie Nouveau-Brunswick») visant la livraison de 75 MW d'énergie éolienne. TransAlta construira, détiendra et exploitera une centrale d'énergie éolienne au Nouveau-Brunswick («Kent Hills»). Les activités commerciales devraient débuter d'ici la fin de 2008. Le 17 juillet 2007, TransAlta a modifié le contrat d'achat d'électricité avec Énergie Nouveau-Brunswick afin de faire passer la capacité de 75 MW à 96 MW. Le total des coûts en capital du projet de parc éolien de Kent Hills sera d'environ 170 millions de dollars. Au 30 septembre 2008, les dépenses en capital totales pour le projet de parc éolien de Kent Hills atteignaient 141 millions de dollars. TransAlta a également signé un contrat d'achat-vente avec Vector Wind Energy, filiale en propriété exclusive de Canadian Hydro Developers Inc., portant sur son parc éolien de Fairfield Hill. En vertu du contrat d'achat-vente, TransAlta a acquis le site du parc éolien de Fairfield Hill de Canadian Hydro, y compris l'option d'aménager l'endroit à une date ultérieure, pour 1 million de dollars. Natural Forces Technologies Inc. détient une option d'acquisition d'une participation pouvant atteindre 17 % dans le projet Kent Hills dans les 180 jours suivant son achèvement.

18. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En réponse à la plainte déposée par San Diego Gas & Electric Company en vertu du chapitre 206 de la loi intitulée *Federal Power Act* («FPA»), la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a fixé à environ 46 millions de dollars américains l'obligation de remboursement de TransAlta pour les ventes qu'elle a effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange («PX») et du California Independent System Operator («ISO») au cours de la période du 2 octobre 2000 au 20 juin 2001 (les «opérations de remboursement principales»). TransAlta a constitué une provision de 46 millions de dollars américains au titre des opérations de remboursement principales. TransAlta a déposé une requête fondée sur le coût des services rendus afin d'être exonérée de ces obligations de remboursement. La FERC a rejeté la requête d'exonération de TransAlta. Le 1^{er} décembre 2006, TransAlta a demandé une nouvelle audience concernant le refus de la FERC. Le 24 août 2007, la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit a accueilli l'appel. TransAlta a demandé une nouvelle audience, mais la FERC doit toujours rendre sa décision à cet égard qui ne devrait pas être rendue dans un avenir prochain.

Au cours des négociations en vue d'un règlement, les plaignants ont tenté d'obtenir des remboursements pour deux groupes d'opérations indépendantes des opérations de remboursement principales. Le premier groupe d'opérations comprend des ventes effectuées par les vendeurs sur les marchés du PX et de l'ISO au cours de la période du 1^{er} mai au 1^{er} octobre 2001 (les «opérations de la saison estivale»). L'autre groupe d'opérations comprend des opérations bilatérales entre tous les vendeurs et une composante du California Department of Water Resources («CDWR»), désigné sous le nom de CERS (les «opérations du CERS»). La FERC a rejeté précisément les tentatives d'obtention de remboursements pour les opérations de la saison estivale et celles du CERS. Toutefois, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir une nouvelle audience concernant le refus de la FERC et ont porté le refus en appel auprès de la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit. La cour du Ninth Circuit a maintenu que l'approbation par la FERC des tarifs axés sur le marché dans le cadre de ces procédures respectait la FPA, mais que la FERC s'était trompée en refusant les remboursements, invoquant qu'elle ne disposait pas de l'autorité d'ordonner des remboursements pour la violation de l'exigence au titre des rapports à fournir et a renvoyé la cause aux fins de procédures additionnelles. La cour n'a pas ordonné de remboursement, laissant la FERC étudier les mesures correctives appropriées.

Le 21 mars 2008, la FERC a publié une ordonnance au renvoi établissant une audience pour lesdits remboursements devant un juge de l'ordre administratif afin de déterminer si le vendeur d'un service public avait violé l'exigence de soumettre un rapport trimestriel sur les tarifs axés sur le marché de la FERC en n'indiquant pas une hausse de la part de marché suffisante permettant d'exercer un pouvoir sur le marché et en imputant ainsi des tarifs axés sur le marché inéquitables et déraisonnables en Californie au cours de la période 2000-2001. Les parties de la Californie en ont appelé des raisons de la FERC pour l'établissement de l'obligation de remboursement, mais l'appel a été rejeté par la FERC le 6 octobre 2008.

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

19. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties qui sont exposées au risque de crédit de certaines filiales. Si la société ou sa filiale ne règlent pas les montants à payer en vertu du contrat, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, laquelle fera une demande de règlement auprès de la société ayant émis la lettre de crédit. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent au bilan consolidé. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Le total des lettres de crédit en cours au 30 septembre 2008 s'établissait à 536 millions de dollars (550 millions de dollars au 31 décembre 2007), et aucun montant (néant au 31 décembre 2007) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

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

20. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Trois mois terminés le 30 sept. 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	770 \$	21 \$	- \$	791 \$
Combustible et achats d'électricité	(393)	-	-	(393)
Marge brute	377	21	-	398
Exploitation, entretien et administration	129	17	15	161
Amortissement	102	1	5	108
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Charges d'exploitation	243	11	20	274
Bénéfice (perte) d'exploitation	134 \$	10 \$	(20) \$	124 \$
Perte de change				(4)
Intérêts débiteurs nets (note 10)				(33)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				87 \$

Trois mois terminés le 30 sept. 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	696 \$	15 \$	- \$	711 \$
Combustible et achats d'électricité	(336)	-	-	(336)
Marge brute	360	15	-	375
Exploitation, entretien et administration	108	10	24	142
Amortissement	96	-	4	100
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Charges d'exploitation	216	3	28	247
Bénéfice (perte) d'exploitation	144 \$	12 \$	(28) \$	128 \$
Gain de change				1
Gain sur la vente de matériel (note 9)				3
Intérêts débiteurs nets (note 10)				(28)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(3)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				101 \$

Neuf mois terminés le 30 sept. 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	2 221 \$	81 \$	- \$	2 302 \$
Combustible et achats d'électricité	(1 095)	-	-	(1 095)
Marge brute	1 126	81	-	1 207
Exploitation, entretien et administration	368	37	69	474
Amortissement	298	2	12	312
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	15	-	-	15
Répartition des coûts intersectoriels	22	(22)	-	-
Charges d'exploitation	703	17	81	801
Bénéfice (perte) d'exploitation	423 \$	64 \$	(81) \$	406 \$
Perte de change				(5)
Gain sur la vente de matériel (note 9)				5
Intérêts débiteurs nets (note 10)				(101)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(97)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				208 \$

Neuf mois terminés le 30 sept. 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	1 950 \$	42 \$	- \$	1 992 \$
Combustible et achats d'électricité	(883)	-	-	(883)
Marge brute	1 067	42	-	1 109
Exploitation, entretien et administration	341	27	69	437
Amortissement	288	1	10	299
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	16	-	-	16
Répartition des coûts intersectoriels	21	(21)	-	-
Charges d'exploitation	666	7	79	752
Bénéfice (perte) d'exploitation	401 \$	35 \$	(79) \$	357 \$
Gain de change				6
Gain sur la vente de matériel (note 9)				15
Intérêts débiteurs nets (note 10)				(102)
Quote-part de la perte de sociétés satellites (note 7)				(14)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				262 \$

B. Principales informations du bilan

Au 30 sept. 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Écart d'acquisition	99 \$	30 \$	- \$	129 \$
Total de l'actif sectoriel	6 377 \$	207 \$	823 \$	7 407 \$

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

Une hausse des taux de change a entraîné une variation de 4 millions de dollars de l'écart d'acquisition. Une tranche de l'écart d'acquisition est liée à CE Gen et est, par conséquent, libellée en dollars américains. La variation des taux de change liée à la conversion des comptes des établissements étrangers autonomes n'a pas d'incidence sur le bénéfice, et l'écart de conversion négatif est reflété dans le cumul des autres éléments du résultat étendu.

C. Principales informations sur les flux de trésorerie

Trois mois terminés le 30 sept. 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	302 \$	2 \$	2 \$	306 \$

Trois mois terminés le 30 sept. 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	183 \$	1 \$	5 \$	189 \$

Neuf mois terminés le 30 sept. 2008	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	685 \$	5 \$	5 \$	695 \$

Neuf mois terminés le 30 sept. 2007	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Dépenses en immobilisations	368 \$	3 \$	12 \$	383 \$

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

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

	Trois mois terminés		Neuf mois terminés	
	les 30 sept. 2008	2007	les 30 sept. 2008	2007
Dotation aux amortissements des secteurs isolables	108 \$	100 \$	312 \$	299 \$
Amortissement du matériel d'exploitation minière, y compris le combustible et les achats d'électricité	2	9	20	22
Charge de désactualisation, y compris la dotation aux amortissements	(5)	(7)	(16)	(19)
Dotation aux amortissements selon les états des flux de trésorerie	105 \$	102 \$	316 \$	302 \$

21. RÉMUNÉRATION À BASE D' ACTIONS

La société utilise la méthode de la juste valeur pour comptabiliser les attributions en vertu de ses régimes d'options sur actions fixes et de son régime d'options sur actions lié au rendement. 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 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 après dix ans. La juste valeur estimative de ces options attribuées a été calculée à l'aide du modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses qui suivent, ce qui a donné lieu à une juste valeur de 6,31 \$ l'option.

Taux d'intérêt sans risque (%)	3,6
Durée de vie prévue des options (années)	7
Taux de dividendes (%)	3,4
Volatilité du cours des actions de la société (%)	23,2

Pour les périodes de trois mois et de neuf mois terminées le 30 septembre 2008, la charge totale au titre des options sur actions constatée dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été respectivement de 1 million de dollars et 3 millions de dollars.

22. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

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

	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trois mois terminés le 30 sept. 2008				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	- \$	- \$	1 \$
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(6)	-	-	(6)
Perte actuarielle	-	1	-	1
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(2)	-	-	(2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2)	2	-	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	4	-	-	4
Charge nette	2 \$	2 \$	- \$	4 \$

	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Trois mois terminés le 30 sept. 2007				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1 \$	- \$	- \$	1 \$
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement prévu des actifs des régimes	(7)	-	-	(7)
Perte actuarielle	1	1	-	2
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(2)	-	-	(2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(2)	2	-	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	3	-	-	3
Charge nette	1 \$	2 \$	- \$	3 \$

	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Neuf mois terminés le 30 sept. 2008				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	1 \$	1 \$	5 \$
Intérêts débiteurs	15	2	1	18
Rendement prévu des actifs des régimes	(18)	-	-	(18)
Perte actuarielle	1	1	-	2
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(7)	-	-	(7)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(6)	4	2	-
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	13	-	-	13
Charge nette	7 \$	4 \$	2 \$	13 \$

	Régimes agrés	Régime complémentaire	Autres	Total
Neuf mois terminés le 30 sept. 2007				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	3 \$	1 \$	1 \$	5 \$
Intérêts débiteurs	15	2	1	18
Rendement prévu des actifs des régimes	(19)	-	-	(19)
Perte actuarielle	1	1	-	2
Amortissement (de l'actif) de l'obligation transitoire net(te)	(7)	-	-	(7)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(7)	4	2	(1)
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées des régimes de retraite agréés	13	-	-	13
Charge nette	6 \$	4 \$	2 \$	12 \$

23. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

Débetures

Le 10 octobre 2008, 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'opérateur de la centrale, travaille avec diligence pour que l'unité soit remise en service d'ici la fin de novembre. La cause de la défaillance fait l'objet d'une enquête. TransAlta travaille en étroite collaboration avec EPCOR et fera tout en son pouvoir pour l'aider. Par suite de cette interruption, la production totale du quatrième trimestre de TransAlta devrait diminuer d'environ 280 gigawattheures («GWh»), et une baisse de l'ordre de 13 à 16 millions de dollars du bénéfice net est prévue. TransAlta fournira une mise à jour en cas de changements importants au plan et aux estimations actuels.

Activités mexicaines

Le 8 octobre 2008, TransAlta a annoncé la réalisation de la vente des activités mexicaines à InterGen au prix 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.

Possibilité de transaction avec LS Power et Global Infrastructure

Le 18 juillet 2008, la société a reçu une lettre indicative de LS Power Equity Partners, entité associée à Luminus Management LLC, et de Global Infrastructure Partners visant l'acquisition possible de TransAlta pour 39 \$ par action au comptant. La société a par la suite conclu 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 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.

Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Compte tenu du niveau de volatilité actuel sans précédent sur les marchés des capitaux, TransAlta a 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 et d'acquiescer à une meilleure compréhension de la direction prise par les marchés. Nous réévaluerons les conditions des marchés des capitaux en janvier 2009 pour déterminer la meilleure utilisation des liquidités à l'avenir.

24. CHIFFRES CORRESPONDANTS

Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période considérée.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

(Annualisé)		30 sept. 2008	31 déc. 2007
Cours de clôture		28,60 \$	33,35 \$
Fourchette des prix (12 derniers mois)	Haut	37,50 \$	34,00 \$
	Bas	27,46 \$	23,76 \$
Dette / capital investi (incluant la dette sans recours)		51,1 %	46,8 %
Dette / capital investi (excluant la dette sans recours)		48,9 %	44,2 %
Rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires		12,1 %	13,1 %
Rendement du capital investi		8,5 %	9,8 %
Rendement comparable du capital investi		10,9 %	9,7 %
Dividendes en espèces par action		1,06 \$	1,00 \$
Ratio cours / bénéfice (multiples)		21,0 x	21,8 x
Couverture par les bénéfices		2,7 x	3,3 x
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net)		78,2 %	65,6 %
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison)		67,7 %	76,6 %
Couverture des dividendes (multiples)		3,8 x	4,2 x
Rendement des actions		3,7 %	3,0 %
Flux de trésorerie / dette		30,4 %	30,7 %
Flux de trésorerie / couverture des intérêts (multiples)		6,4 x	6,6 x

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)

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

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

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

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 à des 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 provenant des activités 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 provenant des activités 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.

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

Gigawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

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

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

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

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

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



TransAlta Corporation

Box 1900, Station «M»

110 - 12th Avenue S.W.

Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403-267-7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto (Ontario) Canada M5C 2W9

Téléphone

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

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

Télécopieur

416-643-5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Michael Lawrence

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