

TransAlta annonce le bénéfice pour le quatrième trimestre et l'exercice de 2009 et dépose les documents d'information de fin d'exercice

- Résultat par action aux fins de comparaison¹ du quatrième trimestre de 0,40 \$; identique à celui d'il y a un an.
- Disponibilité du parc de 87,0 % au quatrième trimestre, en hausse par rapport au quatrième trimestre de 2008.
- Résultat par action aux fins de comparaison de 0,90 \$ pour l'exercice 2009; flux de trésorerie d'exploitation de 580 millions de dollars.
- En bonne position pour 2010 en raison du progrès des initiatives clés en 2009.
- Mise en service de Summerview 2 selon le budget et en avance.

CALGARY (Alberta) (le 24 février 2010) – TransAlta Corporation («TransAlta») (TSX : TA; NYSE : TAC) a présenté aujourd'hui un bénéfice aux fins de comparaison¹ de 84 millions de dollars (0,40 \$ par action) pour le quatrième trimestre de 2009 contre 79 millions de dollars (0,40 \$ par action) en 2008. Le bénéfice net du quatrième trimestre s'est établi à 79 millions de dollars (0,37 \$ par action) comparativement à 94 millions de dollars (0,47 \$ par action) en 2008.

Les résultats aux fins de comparaison du trimestre découlent surtout d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une diminution des interruptions non planifiées à Genesee 3. Ces résultats ont été contrebalancés par un fléchissement des volumes d'hydroélectricité et des prix en Alberta et un recul des marges brutes liées aux opérations sur les produits énergétiques. Les résultats aux fins de comparaison du quatrième trimestre de 2008 ont aussi bénéficié d'une hausse des intérêts créditeurs par suite d'une cotisation fiscale favorable. Le bénéfice net pour le trimestre a fléchi en raison de la radiation de frais de mise en valeur des mines à Centralia, dans l'État de Washington, et d'un recouvrement d'impôts de 15 millions de dollars en 2008.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre se sont établis à 246 millions de dollars en regard de 428 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008. Le bénéfice au comptant plus élevé du trimestre a été contrebalancé par les variations moins favorables du fonds de roulement.

La disponibilité du parc pour le quatrième trimestre a atteint 87,0 % par rapport à 86,2 % au quatrième trimestre de 2008 en raison d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une baisse des interruptions non planifiées à Genesee 3, en partie compensées par une augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

«Nous sommes convaincus que nos centrales alimentées au charbon offriront un rendement plus intéressant et que nous atteindrons nos cibles sur le plan de la disponibilité de notre parc en 2010, a déclaré M. Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta. Par suite des travaux d'entretien importants effectués en 2009, nous avons enregistré un meilleur rendement et plus constant à nos centrales de Keephills et de Sundance, en Alberta. En plus d'accroître le rendement de notre exploitation, nous avons mis en œuvre plusieurs autres initiatives clés en 2009 qui devraient assurer le succès de la société dans les années à venir. Ces initiatives comprennent le renouvellement du contrat à long terme à notre centrale de Sarnia, l'acquisition et l'intégration de Canadian Hydro Developers ainsi que l'obtention de fonds gouvernementaux pour le projet Pioneer, l'un des premiers et plus importants projets de rénovation des installations de captage et de stockage de carbone au monde», a ajouté M. Snyder.

1) Le bénéfice aux fins de comparaison et le résultat par action aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. La présentation de ces mesures d'une période à l'autre permet à la direction et aux actionnaires d'évaluer les tendances plus facilement que par une comparaison avec les résultats des périodes précédentes. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» de la version longue du communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement avec le bénéfice net.

Résultats pour les douze mois terminés le 31 décembre 2009

Pour les douze mois terminés le 31 décembre 2009, le bénéfice aux fins de comparaison a totalisé 181 millions de dollars (0,90 \$ par action) en regard de 290 millions de dollars (1,46 \$ par action) pour les douze mois terminés le 31 décembre 2008. Le bénéfice net s'est établi à 181 millions de dollars (0,90 \$ par action) comparativement à 235 millions de dollars (1,18 \$ par action) en 2008. Le bénéfice a diminué en 2009 surtout à cause du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, d'une baisse des volumes d'hydroélectricité et des prix et d'un fléchissement des marges brutes liées aux opérations sur les produits énergétiques.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les douze mois terminés le 31 décembre 2009 ont totalisé 580 millions de dollars par rapport à 1 038 millions de dollars pour les douze mois terminés le 31 décembre 2008. Le recul des flux de trésorerie d'exploitation en 2009 découle d'une diminution du bénéfice au comptant et des fluctuations défavorables du fonds de roulement en regard de l'exercice précédent. En outre, en 2008, TransAlta a reçu un paiement lié à un contrat d'achat d'électricité («CAÉ») supplémentaire de 116 millions de dollars.

La disponibilité du parc pour l'exercice a été de 85,1 % contre 85,8 % en 2008. Ce pourcentage est imputable à une hausse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et à une augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, contrebalancées en partie par une baisse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia et des interruptions planifiées et non planifiées à Genesee 3.

Événements postérieurs à la date du bilan

Début des activités commerciales au parc éolien de Summerview 2

TransAlta a annoncé aujourd'hui que le parc éolien de Summerview 2 de 123 millions de dollars doté d'une capacité de 66 mégawatts («MW») a démarré ses activités commerciales le 23 février 2010, selon le budget et en avance. Cette nouvelle unité est adjacente au site initial de Summerview et comprend 22 turbines éoliennes V90 Vestas de 3 MW chacune. Le site de Summerview possède maintenant une capacité installée totale de 136 MW et fournira en moyenne un total de 395 000 mégawattheures par année, soit assez d'électricité pour combler les besoins annuels d'environ 55 000 foyers, et réduire de 257 000 tonnes les émissions de CO₂.

Le portefeuille de production renouvelable de TransAlta totalise maintenant 2 032 MW en activité et inclut 950 MW d'énergie éolienne, 893 MW d'hydroélectricité, 164 MW d'énergie géothermique en Californie au moyen d'une participation de 50 % dans CE Generation LLC et 25 MW d'énergie tirée de la biomasse. La société compte aussi 123 MW d'énergie éolienne et des projets de 18 MW d'hydroélectricité en cours de construction, qui devraient être mis en service en 2010 et 2011.

TransAlta dépose ses documents d'information de fin d'exercice

TransAlta a aussi annoncé aujourd'hui qu'elle déposera sa notice annuelle, ses états financiers consolidés vérifiés et les notes y afférentes ainsi que le rapport de gestion. Ces documents seront disponibles sur le site Web de TransAlta à l'adresse www.transalta.com ou sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

TransAlta déposera aussi aujourd'hui son formulaire 40-F auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. Ce formulaire est disponible sur leur site Web à l'adresse www.sec.gov/edgar.shtml. Les actionnaires peuvent obtenir sans frais et sur demande des copies papiers de tous les documents.

Un exemplaire de la version longue du communiqué de presse du quatrième trimestre de TransAlta peut être consulté dans la section Investisseurs de notre site Web à l'adresse www.transalta.com.

TransAlta tiendra une conférence téléphonique et une webémission à 9 h HR (11 h HE) aujourd'hui qui porteront sur ses résultats du quatrième trimestre de 2009. La conférence téléphonique commencera par un court message de Steve Snyder, président et chef de la direction, suivi de la présentation de Brian Burden, chef des finances, et d'une période de questions à l'intention des analystes en placements, des investisseurs et des autres parties intéressées. Une période de questions à l'intention des représentants des médias suivra immédiatement.

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

Numéros à composer :

Pour les participants de Toronto : 1-416-340-8061

Numéro sans frais en Amérique du Nord : 1-866-225-0198

Un lien vers la webémission en direct sera disponible sur le site Web de TransAlta, à l'adresse www.transalta.com, sous la rubrique Webémissions dans la section Relations avec les investisseurs. Si vous n'êtes pas en mesure de participer à l'appel, vous pourrez accéder à son enregistrement en composant le 1-800-408-3053, et en donnant le code d'accès de TransAlta, soit 8782314. Une transcription de la webémission sera affichée sur le site Web de la société lorsqu'elle sera disponible.

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

TransAlta est une société de production et de commercialisation de gros d'énergie axée sur la création d'une valeur à long terme pour les actionnaires. Nous maintenons un profil de risque variant entre peu élevé et modéré grâce à un portefeuille d'actifs en grande partie exploités à contrats au Canada, aux États-Unis et en Australie. Nous mettons l'accent sur l'exploitation efficiente de nos installations alimentées à la biomasse, au gaz naturel et au charbon ainsi que de nos installations géothermiques, éoliennes et hydroélectriques en vue de fournir à notre clientèle une source d'énergie fiable à faible coût. Depuis près de 100 ans, nous exerçons nos activités de manière responsable et sommes fiers de contribuer au bien-être des collectivités au sein desquelles nous travaillons et vivons. TransAlta est reconnue pour son leadership au chapitre du développement durable par les indices Dow Jones Sustainability North America, FTSE4Good Index et Jantzi Social.

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

Pour de plus amples renseignements :

Demandes de renseignements des représentants

des médias : Michael Lawrence

Directeur, Relations externes

Téléphone : 403-267-7330

Courriel : michael_lawrence@transalta.com

Demandes de renseignements des investisseurs :

Jennifer Pierce

Vice-présidente, Communications et Relations avec les investisseurs

Téléphone : 403-267-7622

Jess Nieukerk

Directeur, Relations avec les investisseurs

Téléphone : 403-267-3607

Courriel : investor_relations@transalta.com

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

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

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

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Disponibilité (%)	87,0	86,2	85,1	85,8
Production (GWh)	12 297	12 656	45 736	48 891
Produits	763	808	2 770	3 110
Marge brute ¹	435	410	1 542	1 617
Bénéfice d'exploitation ¹	159	127	378	533
Bénéfice net	79	94	181	235
Résultat net de base et dilué par action	0,37	0,47	0,90	1,18
Résultat par action aux fins de comparaison	0,40	0,40	0,90	1,46
Flux de trésorerie d'exploitation	246	428	580	1 038
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) ¹	78	154	(117)	121
Dividendes en espèces déclarés par action	0,29	0,27	1,16	1,08
			Au 31 déc.	Au 31 déc.
			2009	2008
Total de l'actif			9 762	7 824
Total des passifs financiers à long terme			5 512	3 645

1) La marge brute, le bénéfice d'exploitation et les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» du présent communiqué de presse pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris un rapprochement du bénéfice net et des flux de trésorerie d'exploitation.

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 a augmenté en regard de la période correspondante de 2008, surtout en raison de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et de la baisse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Genesee 3 («Genesee 3»), en partie contrebalancées par un nombre plus élevé d'interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La disponibilité pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a diminué à cause d'un accroissement des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, d'une hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia et d'une augmentation des interruptions planifiées aux centrales de Windsor et de Mississauga, en partie contrebalancés par une baisse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia et des interruptions planifiées et non planifiées à Genesee 3.

La production pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 a reculé de 359 gigawattheures («GWh») comparativement à la période correspondante de 2008 en raison d'une hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, de l'expiration du contrat à long terme à Saranac et du fléchissement de la demande des clients des CAÉ aux centrales thermiques de l'Alberta et à la centrale de Sheerness, en partie compensés par l'augmentation des volumes d'énergie éolienne découlant de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro»), la mise en service de Kent Hills, une baisse des interruptions non planifiées à Genesee 3, une diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et l'achèvement de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de notre centrale de Sundance.

La production pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 a diminué de 3 155 GWh en raison d'une hausse des acheminements économiques et des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, d'une augmentation des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, d'un fléchissement de la demande des clients des CAÉ aux centrales thermiques de l'Alberta et à la centrale de Sheerness, de l'expiration du contrat à long terme à Saranac et d'une diminution des volumes d'hydroélectricité, en partie compensés par l'accroissement des volumes d'énergie éolienne découlant de l'acquisition de Canadian Hydro, la mise en service de Kent Hills, une baisse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia et un nombre moins élevé d'interruptions planifiées et non planifiées à Genesee 3.

BÉNÉFICE NET

Les principaux facteurs qui contribuent à la variation du bénéfice net pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 se présentent comme suit :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Bénéfice net de 2008	94	235
Augmentation (diminution) des marges brutes du secteur Production	36	(33)
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché du secteur Production	3	16
Diminution des marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation	(14)	(58)
Diminution (augmentation) des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	21	(30)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(13)	(47)
Radiation de frais de mise en valeur des mines	(16)	(16)
Augmentation des intérêts débiteurs nets	(33)	(34)
Diminution de la quote-part de la perte de sociétés satellites	-	97
Diminution des participations sans contrôle	12	23
(Augmentation) diminution de la charge d'impôts	(21)	8
Divers	10	20
Bénéfice net de 2009	79	181

Les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont augmenté pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 comparativement à la période correspondante de 2008, en raison de l'accroissement des volumes d'énergie éolienne découlant de l'acquisition de Canadian Hydro, d'une diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta et d'une baisse des interruptions non planifiées à Genesee 3, en partie contrebalancés par l'expiration du contrat à Saranac, le fléchissement des volumes d'hydroélectricité et les taux de change défavorables.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les marges brutes du secteur Production, déduction faite des variations liées à l'évaluation à la valeur du marché, ont régressé en raison de la hausse des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta, d'une baisse des volumes d'hydroélectricité et des prix ainsi que de l'expiration du contrat à long terme à Saranac, en partie compensées par une baisse des interruptions planifiées et non planifiées à Genesee 3, l'accroissement des volumes d'énergie éolienne découlant de l'acquisition de Canadian Hydro, la mise en service de Kent Hills, les taux de change favorables et l'établissement de prix contractuels favorables.

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont accusé un recul par rapport à la période correspondante de 2008 en raison d'une réduction du nombre de possibilités d'affaires dans la région de l'est résultant d'un resserrement des écarts géographiques des prix.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont diminué en raison d'une réduction de la demande industrielle, de l'incertitude entourant le prix du gaz naturel et du changement survenu sur le marché californien qui a entraîné une réduction des écarts de prix et des marges.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 ont diminué par rapport à la période correspondante de 2008 surtout en raison d'une baisse des interruptions planifiées, des taux de change favorables et d'une diminution des charges de rémunération, en partie compensés par l'acquisition de Canadian Hydro.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté surtout en raison du nombre plus élevé d'interruptions planifiées et des taux de change défavorables, en partie contrebalancés par des réductions de coûts ciblées dans toute la société et une baisse des charges de rémunération.

La dotation aux amortissements pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 s'est accrue comparativement à la période correspondante de 2008 par suite d'une augmentation des actifs, en partie contrebalancée par la baisse de la production à Saranac, qui est amortie selon la méthode de l'amortissement proportionnel au rendement.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la dotation aux amortissements a augmenté en raison de l'accroissement des actifs, des taux de change défavorables et de la mise hors service de certains actifs qui n'ont pas été entièrement amortis au cours des activités d'entretien planifiées, neutralisés en partie par la baisse de la production à Saranac et la mise hors service anticipée de certaines composantes par suite des modifications apportées au matériel à la centrale thermique de Centralia en 2008.

En 2006, nous avons cessé nos activités d'extraction à la mine de Centralia, mais avons continué de mettre en valeur l'option d'exploiter le site Westfield, une réserve de charbon adjacente à la centrale thermique de Centralia. Compte tenu des modifications réussies apportées aux chaudières à la centrale thermique de Centralia et des contrats à plus long terme en place pour l'approvisionnement en charbon, le projet de mise en valeur du site Westfield a été suspendu indéfiniment, et les coûts qui ont été capitalisés ont été passés en charges au cours du quatrième trimestre de 2009.

Les intérêts débiteurs nets ont augmenté pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 comparativement à la même période en 2008, en raison de la hausse des niveaux de la dette à long terme et de la réception d'intérêts créditeurs provenant d'un règlement des impôts en 2008, en partie neutralisées par une baisse des taux d'intérêt et des taux de change favorables.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les intérêts débiteurs nets ont augmenté en raison de la hausse des niveaux de la dette à long terme et de la baisse des intérêts créditeurs par suite de la réception d'intérêts créditeurs découlant d'un règlement fiscal en 2008, en partie contrebalancées par une baisse des taux d'intérêt et un accroissement de l'intérêt capitalisé découlant surtout de la construction de Keephills 3.

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

Pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009, les participations sans contrôle ont diminué comparativement à la période correspondante de 2008, principalement en raison de la baisse du bénéfice découlant de l'expiration du contrat à long terme à Saranac.

La charge d'impôts s'est accrue pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 en regard de la même période en 2008 à cause d'une hausse du bénéfice avant impôts et du recouvrement d'impôts lié aux positions fiscales comptabilisées en 2008, en partie contrebalancés par le recouvrement enregistré en 2009 au titre d'une modification des taux d'imposition futurs liés aux passifs d'impôts comptabilisés au cours de périodes antérieures.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la charge d'impôts a baissé en raison d'une diminution du bénéfice avant impôts et du recouvrement enregistré au titre d'une modification des taux d'imposition futurs liés aux passifs d'impôts comptabilisés au cours de périodes antérieures, en partie compensés par un recouvrement d'impôts découlant des positions fiscales constatées en 2008.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 ont reculé de 182 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2008 en raison de variations moins favorables du fonds de roulement, compensées en partie par une augmentation du bénéfice au comptant.

Les flux de trésorerie d'exploitation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ont baissé de 458 millions de dollars, en raison d'un fléchissement du bénéfice au comptant, de la réception d'un paiement additionnel en vertu des CAÉ en 2008, des soldes plus élevés des stocks en 2009 et des variations défavorables des autres soldes du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie disponibles pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 ont diminué de 76 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2008, surtout en raison de la baisse des flux de trésorerie d'exploitation, en partie compensée par un fléchissement des dépenses en immobilisations de maintien.

L'exercice terminé le 31 décembre 2009 a été marqué par une diminution des flux de trésorerie disponibles de 238 millions de dollars découlant d'une baisse des flux de trésorerie d'exploitation et de la réception d'un paiement additionnel en vertu des CAÉ en 2008, en partie compensées par une diminution des dépenses en immobilisations de maintien.

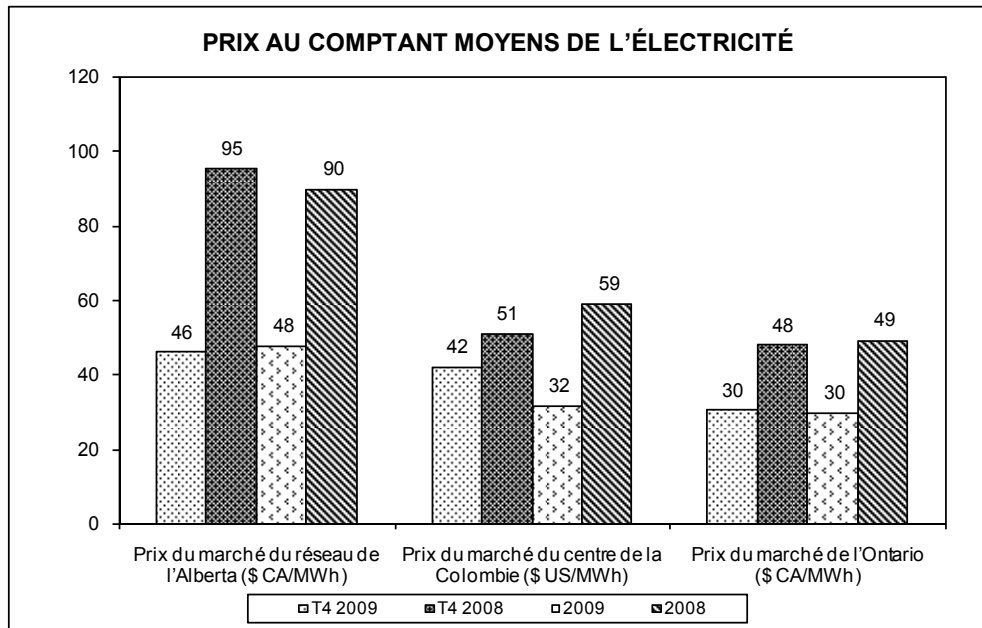
CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans plusieurs contextes d'affaires afin de produire de l'électricité, de trouver des acheteurs pour l'énergie que nous produisons et d'assurer le transport de cette énergie. Les principaux marchés au sein desquels nous exerçons nos activités sont l'ouest du Canada, la région du nord-ouest du Pacifique et l'est du Canada. Pour une description plus détaillée des régions où nous évoluons ainsi que de l'incidence des prix de l'électricité et du gaz naturel sur nos résultats financiers, se reporter au rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009. Les principales caractéristiques de ces marchés sont décrites ci-après.

Prix de l'électricité

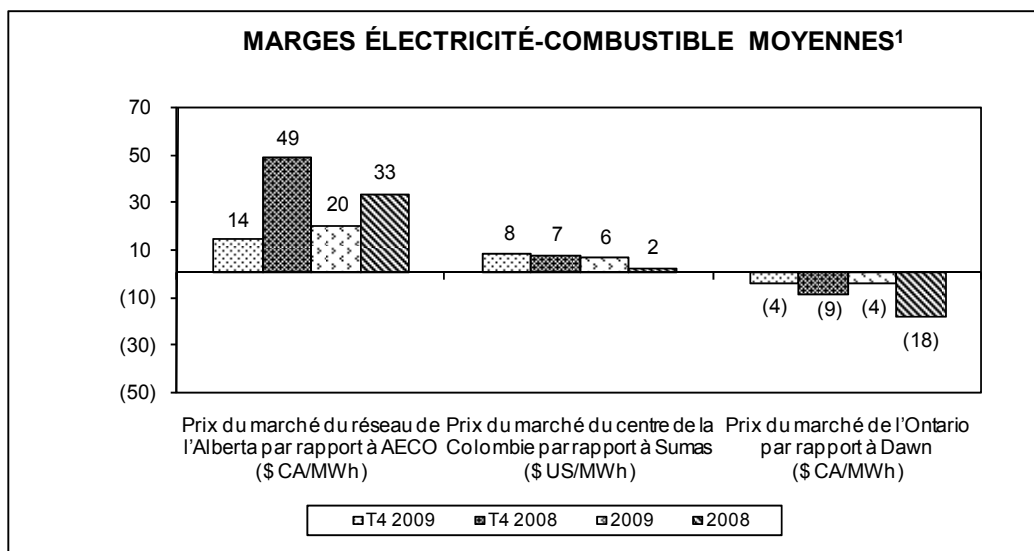
Se reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» du rapport de gestion du rapport annuel de 2009 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour les trois mois et l'exercice terminés les 31 décembre 2009 et 2008 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Au cours des trois mois et de l'exercice terminés le 31 décembre 2009, les prix au comptant moyens ont diminué en Alberta, dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario par rapport aux mêmes périodes en 2008, en raison de la baisse des prix du gaz naturel et d'une demande d'électricité plus faible. En Alberta, les prix ont aussi diminué en raison d'une disponibilité accrue dans l'ensemble du parc d'installations thermiques alimentées au charbon de la province.

La manière dont nos actifs contractuels et nos activités de couverture nous aideront à réduire l'incidence des variations de prix sur nos résultats actuels est décrite ci-après. L'analyse de nos plans à long terme visant à réduire l'incidence des variations de prix sur nos résultats est décrite plus en détail à la rubrique « Perspectives pour 2010 » du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009.



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

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009, les marges électricité-combustible moyennes ont régressé en Alberta par rapport à la période correspondante de 2008, en raison d'un recul des prix plus important que celui des prix du gaz naturel par suite de la disponibilité accrue dans l'ensemble du parc d'installations thermiques alimentées au charbon de la province. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2008 en raison d'un recul des prix moins important que celui des prix du gaz naturel. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, cette progression est surtout due à un hiver plus rigoureux en 2009 qu'en 2008.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les marges électricité-combustible moyennes ont régressé en Alberta, en raison d'une diminution des prix de l'électricité plus importante que celle des prix du gaz naturel découlant d'une disponibilité accrue dans l'ensemble du parc d'installations thermiques alimentées au charbon de la province. Les marges électricité-combustible dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario ont augmenté parce que les prix de l'électricité ont accusé un recul moins important que celui du gaz naturel. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, cet accroissement est surtout attribuable au fait que la production d'hydroélectricité a été plus faible en 2009 qu'en 2008.

Au cours du quatrième trimestre, notre portefeuille consolidé en matière d'électricité a été couvert à plus de 95 % à un prix moyen variant de 60 \$ à 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta et à un prix moyen variant de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique. L'utilisation de ces couvertures a réduit l'incidence de la baisse des prix sur nos résultats financiers consolidés.

ANALYSE DES RÉSULTATS SECTORIELS

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

Trois mois terminés le 31 déc. 2009	Production	Expansion de l'entreprise et commercialisation	Siège social	Total
Produits	753	10	-	763
Combustible et achats d'électricité	(328)	-	-	(328)
	425	10	-	435
d'administration	116	6	20	142
Amortissement	123	2	4	129
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	252	-	24	276
	173	10	(24)	159
Gain de change				4
Radiation de frais de mise en valeur des mines				(16)
Intérêts débiteurs nets				(42)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				105

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

Exercice terminé le 31 déc. 2009	Expansion de l'entreprise			Total
	Production	et commercialisation	Siège social	
Produits	2 723	47	-	2 770
Combustible et achats d'électricité	(1 228)	-	-	(1 228)
	1 495	47	-	1 542
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	550	31	86	667
Amortissement	453	4	18	475
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	22	-	-	22
Répartition des coûts intersectoriels	32	(32)	-	-
	1 057	3	104	1 164
	438	44	(104)	378
Gain de change				8
Radiation de frais de mise en valeur des mines				(16)
Intérêts débiteurs nets				(144)
Autres produits				8
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				234

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

PRODUCTION : Ce secteur possède et exploite des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, des centrales géothermiques, des centrales à la biomasse, des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans le rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009). Au 31 décembre 2009, le secteur Production affichait une capacité¹ de production brute en exploitation de 9 199 MW (participation nette de 8 775 MW) et une capacité de production nette de 424 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, se reporter à la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trois mois terminés les 31 déc.	2009		2008	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	753	37,79	784	41,86
Combustible et achats d'électricité	(328)	(16,46)	(398)	(21,25)
Marge brute	425	21,33	386	20,61
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	116	5,82	119	6,35
Amortissement	123	6,18	111	5,93
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	0,25	4	0,21
Répartition des coûts intersectoriels	8	0,40	8	0,43
Charges d'exploitation	252	12,65	242	12,92
Bénéfice d'exploitation	173	8,68	144	7,69
Capacité installée (GWh)	19 928		18 729	
Production (GWh)	12 297		12 656	
Disponibilité (%)	87,0		86,2	

Exercices terminés les 31 déc.	2009		2008	
	Total	Par MWh installé ¹	Total	Par MWh installé ¹
Produits	2 723	36,37	3 005	40,63
Combustible et achats d'électricité	(1 228)	(16,40)	(1 493)	(20,18)
Marge brute	1 495	19,97	1 512	20,45
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	550	7,35	487	6,58
Amortissement	453	6,05	409	5,53
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	22	0,29	19	0,26
Répartition des coûts intersectoriels	32	0,43	30	0,41
Charges d'exploitation	1 057	14,12	945	12,78
Bénéfice d'exploitation	438	5,85	567	7,67
Capacité installée (GWh)	74 866		73 969	
Production (GWh)	45 736		48 891	
Disponibilité (%)	85,1		85,8	

1) Nous mesurons la capacité comme la capacité maximale nette (voir le glossaire pour la définition de cette expression et d'autres termes clés), conformément aux normes de l'industrie. 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 31 déc. 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	8 216	12 104	341	119	222	28,17	9,83	18,34
Est du Canada	1 128	2 713	134	54	80	49,39	19,90	29,49
International	2 953	5 111	278	155	123	54,39	30,33	24,07
	12 297	19 928	753	328	425	37,79	16,46	21,33

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

Exercice terminé le 31 déc. 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Ouest du Canada	30 443	46 334	1 182	435	747	25,51	9,39	16,12
Est du Canada	3 829	8 256	428	225	203	51,84	27,25	24,59
International	11 464	20 276	1 113	568	545	54,89	28,01	26,88
	45 736	74 866	2 723	1 228	1 495	36,37	16,40	19,97

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

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques, une centrale à la biomasse et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest.

Les principaux facteurs qui contribuent à la variation de la production pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc. (GWh)	Exercices terminés les 31 déc. (GWh)
Production en 2008	7 842	32 364
Diminution (augmentation) des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	119	(1 159)
Baisse de la demande des clients des CAÉ	(281)	(817)
Baisse des volumes d'hydroélectricité	(3)	(351)
Diminution (augmentation) des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	70	(189)
Diminution des interruptions non planifiées à Genesee 3	237	237
Aucune interruption planifiée à Genesee 3 en 2009	-	145
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	105	105
Augmentation des volumes marchands résultant de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de la centrale de Sundance	77	77
Divers	50	31
Production en 2009	8 216	30 443

Les principaux facteurs qui contribuent à la variation de la marge brute pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Marge brute en 2008	168	789
Diminution (augmentation) des interruptions planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	14	(85)
Baisse des volumes et des prix de l'hydroélectricité	(13)	(45)
Diminution des interruptions non planifiées aux centrales thermiques de l'Alberta	15	4
Baisse (hausse) des coûts du charbon	4	(4)
Diminution des pénalités en raison de la baisse des prix au comptant	4	15
Ajustement des indices des périodes antérieures	-	14
Diminution des interruptions non planifiées à Genesee 3	13	13
Aucune interruption planifiée à Genesee 3 en 2009	-	12
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	5	5
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	2	5
Augmentation des volumes marchands résultant de l'accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de la centrale de Sundance	3	3
Divers	7	21
Marge brute en 2009	222	747

Des indices fondés sur les variations des coûts régionaux sont utilisés pour déterminer plusieurs composantes des produits tirés des CAÉ de l'Alberta. En 2009, les indices utilisés pour ces calculs de 2002 à 2008 ont été révisés, résultant en une augmentation des produits tirés des CAÉ.

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

La production pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 s'est accrue respectivement de 254 GWh et 539 GWh, surtout en raison de l'accroissement des volumes d'énergie éolienne par suite de l'acquisition de Canadian Hydro et de la mise en service de Kent Hills.

Pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009, la marge brute a grimpé respectivement de 38 millions de dollars et 53 millions de dollars, principalement en raison de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne par suite de l'acquisition de Canadian Hydro et de la mise en service de Kent Hills ainsi que du nouveau contrat avec l'Office de l'électricité de l'Ontario («OÉO») à notre centrale de cogénération régionale de Sarnia.

Le 30 septembre 2009, nous avons conclu une nouvelle entente avec l'OÉO pour notre centrale de cogénération régionale de Sarnia. Le contrat est fondé sur la capacité, et la nouvelle entente a débuté le 1^{er} juillet 2009 et se terminera à la fin de 2025. Bien que les modalités particulières de la nouvelle entente soient confidentielles, l'OÉO a indiqué qu'elle est conforme aux autres ententes similaires qu'elle a conclues.

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, les actifs des centrales hydroélectriques et géothermiques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs de gaz naturel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009 pour de plus amples informations sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui contribuent à la variation de la production pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc. (GWh)	Exercices terminés les 31 déc. (GWh)
Production en 2008	3 940	13 237
Acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	(114)	(1 445)
Expiration du contrat à Saranac	(316)	(515)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(577)	(470)
Diminution des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	-	613
Augmentation de la production aux centrales alimentées au gaz naturel de Centralia	27	29
Divers	(7)	15
Production en 2009	2 953	11 464

Les principaux facteurs qui contribuent à la variation de la marge brute pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Marge brute en 2008	176	573
Expiration du contrat à Saranac	(22)	(39)
Hausse des coûts du charbon	(2)	(19)
Règlements commerciaux favorables en 2008	-	(14)
Baisse de la production à la centrale thermique de Centralia	(7)	(12)
Taux de change favorables (défavorables)	(15)	34
Établissement de prix favorables (défavorables)	(6)	24
Variations liées à l'évaluation à la valeur du marché	-	11
Divers	(1)	(13)
Marge brute en 2009	123	545

Les variations liées à l'évaluation à la valeur du marché ont surtout trait aux contrats qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture en 2008, en raison de la diminution prévue de la production à la centrale thermique de Centralia au cours des travaux de modification de la chaudière prévus pour 2009.

Le contrat à long terme entre notre centrale à Saranac et la New York State Electric and Gas a expiré en juin 2009. La centrale est maintenant exploitée en vertu d'un contrat combinant la capacité et l'acheminement aux marchands. Comme la centrale est amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, la dotation aux amortissements a fait l'objet d'une diminution correspondante de 6 millions de dollars et de 11 millions de dollars en raison de ce niveau de production plus faible pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009, respectivement. De plus, comme une partie de la centrale est détenue par un tiers, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a également diminué. Par conséquent, l'incidence nette du bénéfice avant impôts de l'expiration de ce contrat est d'environ 8 millions de dollars et 12 millions de dollars pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009, respectivement.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 sont comparables à la période correspondante de 2008 par suite de la baisse des interruptions planifiées et des taux de change favorables, compensés en grande partie par l'acquisition de Canadian Hydro.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 ont augmenté comparativement à ceux de la période correspondante de 2008, surtout à cause du nombre plus élevé d'interruptions planifiées, des taux de change défavorables et de l'acquisition de Canadian Hydro, contrebalancés en partie par les réductions de coûts ciblées.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui contribuent à la variation de la dotation aux amortissements pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 sont présentés ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Dotation aux amortissements en 2008	111	409
Augmentation des actifs	19	28
Taux de change (favorables) défavorables	(4)	11
Mise hors service d'immobilisations	-	9
Expiration du contrat à long terme à Saranac	(6)	(11)
Accélération de l'amortissement à la centrale thermique de Centralia en 2008	1	(10)
Divers	2	17
Dotation aux amortissements en 2009	123	453

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

Le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est responsable de la gestion des activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en ayant recours à des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport. De plus, ce secteur est chargé de mettre en valeur ou d'acquérir

de nouveaux actifs de cogénération, de production éolienne, de production géothermique et de production hydroélectrique, ainsi que de recommander des possibilités d'optimisation du portefeuille. Les résultats de la totalité de ces activités sont inclus dans le secteur Production.

Pour une analyse plus approfondie de nos opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009.

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Marge brute	10	24	47	105
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	6	16	31	53
Amortissement	2	1	4	3
Répartition des coûts intersectoriels	(8)	(8)	(32)	(30)
Charges d'exploitation	-	9	3	26
Bénéfice d'exploitation	10	15	44	79

Pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont accusé un recul par rapport à la période correspondante de 2008, en raison d'une diminution des occasions d'affaires dans la région de l'est résultant d'un resserrement des écarts géographiques des prix.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, les marges brutes du secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation ont diminué en raison d'une réduction de la demande industrielle, de l'incertitude entourant le gaz naturel et du changement survenu sur le marché californien qui a entraîné un resserrement des écarts de prix et une diminution des marges.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 ont diminué par rapport à la période correspondante de 2008, par suite d'une réduction des dépenses discrétionnaires et de la baisse des charges de rémunération du personnel.

La répartition des coûts intersectoriels pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 est comparable à celle de 2008. La répartition des coûts intersectoriels pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009 s'est légèrement accrue en raison de l'augmentation des travaux effectués pour le compte du secteur Production.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les composantes des intérêts débiteurs sont présentées ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Intérêts sur la dette à long terme	51	48	183	177
Intérêts créditeurs provenant du règlement des impôts	-	(30)	-	(30)
Intérêts créditeurs	-	(1)	(6)	(16)
Intérêt capitalisé	(9)	(8)	(36)	(21)
Divers	-	-	3	-
Intérêts débiteurs nets	42	9	144	110

La variation des intérêts débiteurs nets pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 par rapport aux périodes correspondantes de 2008 est illustrée ci-dessous :

	Trois mois terminés les 31 déc.	Exercices terminés les 31 déc.
Intérêts débiteurs nets de 2008	9	110
Intérêts créditeurs provenant du règlement des impôts en 2008	20	30
Hausse des niveaux de la dette à long terme	30	28
Baisse des intérêts créditeurs	1	10
Baisse des taux d'intérêt	(5)	(17)
Hausse de l'intérêt capitalisé	(1)	(15)
Taux de change favorable	(12)	(5)
Divers	-	3
Intérêts débiteurs nets de 2009	42	144

AUTRES PRODUITS

Au cours de 2009, nous avons réglé un différend commercial qui a été comptabilisé comme un gain avant impôts de 7 millions de dollars dans les autres produits, car il avait trait au placement que nous détenions auparavant au Mexique. Nous avons aussi comptabilisé un gain avant impôts de 1 million de dollars à la vente d'une participation de 17 % dans notre parc éolien de Kent Hills.

En 2008, du matériel d'exploitation minière ayant une valeur comptable nette de 2 millions de dollars a été vendu par suite de la cessation des activités minières de la mine de charbon de Centralia, pour un produit de 7 millions de dollars.

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 a reculé respectivement de 12 millions de dollars et 23 millions de dollars, en raison de la diminution du bénéfice de CE Generation, LLC, qui s'explique par l'expiration du contrat à long terme à notre installation à Saranac et la baisse du bénéfice de TransAlta Cogeneration, L.P.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la charge d'impôts et des taux d'imposition effectifs.

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	94	88	196	258
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits	-	-	7	5
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices, quote-part de la perte de sociétés satellites et autres produits	94	88	189	350
Charge (recouvrement) d'impôts	15	(6)	15	23
Recouvrement d'impôts lié aux positions fiscales	-	15	-	15
Recouvrement d'impôts lié à la variation des taux d'imposition futurs	5	-	5	-
Charge d'impôts sur les autres produits	-	-	(1)	(1)
Recouvrement d'impôts comptabilisé à la vente de notre placement au Mexique	-	7	-	35
Charge d'impôts, exclusion faite de la quote-part de la perte de sociétés satellites et des autres produits	20	16	19	72
Taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, quote-part de la perte de sociétés satellites et autres éléments (%)	21	18	10	21

La charge d'impôts s'est accrue pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 comparativement à la période correspondante de 2008 en raison du bénéfice avant impôts plus élevé et du recouvrement d'impôts lié aux positions fiscales comptabilisées en 2008, en partie contrebalancés par le recouvrement constaté en 2009 pour une variation des taux d'imposition futurs liés aux passifs d'impôts comptabilisés au cours de périodes précédentes.

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, la charge d'impôts a diminué en raison d'une baisse du bénéfice avant impôts et du recouvrement comptabilisé pour une variation des taux d'imposition futurs liés aux passifs d'impôts comptabilisés au cours de périodes précédentes, en partie contrebalancés par le recouvrement d'impôts lié aux positions fiscales comptabilisées en 2008.

Le taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, quote-part de la perte de sociétés satellites et autres éléments a été comparable pour les trois mois terminés les 31 décembre 2009 et 2008. Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, le taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant impôts sur les bénéfices, quote-part de la perte de sociétés satellites et autres éléments a baissé surtout à cause d'une variation du bénéfice avant impôts et de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le bénéfice.

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009.

Trois mois terminés les 31 déc.	2009	2008	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	86	66	
Liés aux :			
Activités d'exploitation	246	428	Variations défavorables du fonds de roulement de 199 millions de dollars, en partie atténuées par la hausse du bénéfice au comptant de 17 millions de dollars.
Activités d'investissement	(1 036)	45	Acquisition de Canadian Hydro, déduction faite de l'encaisse acquise, pour 766 millions de dollars et vente de notre placement au Mexique en 2008 pour 332 millions de dollars, en partie compensées par une diminution des dépenses en immobilisations de 88 millions de dollars.
Activités de financement	787	(498)	Produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 919 millions de dollars, accroissement des retraits sur les facilités de crédit de 670 millions de dollars et hausse du produit de l'émission d'actions ordinaires de 396 millions de dollars, en partie neutralisés par une augmentation de 708 millions de dollars du remboursement de la dette à long terme.
Conversion des liquidités en devises	(1)	9	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	82	50	

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009.

Exercices terminés les 31 déc.	2009	2008	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	50	51	
Liés aux :			
Activités d'exploitation	580	1 038	Diminution du bénéfice au comptant de 99 millions de dollars et variations défavorables du fonds de roulement de 359 millions de dollars.
Activités d'investissement	(1 598)	(581)	Acquisition de Canadian Hydro, déduction faite de l'encaisse acquise, pour 766 millions de dollars et vente de notre placement au Mexique en 2008 pour 332 millions de dollars, en partie atténuées par une diminution des dépenses en immobilisations de 102 millions de dollars et une augmentation de 87 millions de dollars des garanties reçues de contreparties.
Activités de financement	1 053	(467)	Accroissement des retraits sur les facilités de crédit de 863 millions de dollars, augmentation du produit de l'émission de titres d'emprunt à long terme de 617 millions de dollars, hausse du produit de l'émission d'actions ordinaires de 382 millions de dollars et achat d'actions ordinaires en vertu du programme de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires en 2008 de 130 millions de dollars, en partie compensés par un accroissement de 488 millions de dollars du remboursement de la dette à long terme.
Conversion des liquidités en devises	(3)	9	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	82	50	

PERSPECTIVES POUR 2010

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

En 2010, les prix de l'électricité devraient être égaux ou légèrement supérieurs à ceux de 2009 en raison du fléchissement des prix du gaz naturel et de la croissance minimale de la demande. Sur le marché albertain, les facteurs fondamentaux du marché à long terme sont restés fermes, et la récupération des sables bitumineux devrait entraîner une croissance de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, le rétablissement des prix du gaz naturel est l'élément qui a le plus contribué à la remontée des prix de l'électricité. Les prix du gaz naturel devraient rester faibles jusqu'en 2011.

Législation environnementale

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a exprimé son intention d'aligner le calendrier et la structure de son cadre réglementaire sur ceux des États-Unis. Aux États-Unis, il n'est pas clair si la législation sur le changement climatique aura préséance sur la réglementation devant être mise en application par

l'Environmental Protection Agency. Chacune de ces issues peut engendrer des résultats extrêmement différents pour le secteur de l'énergie aux États-Unis et, indirectement, pour l'approche réglementaire du Canada.

Nous continuons de surveiller étroitement la progression des modifications à la législation environnementale ainsi que les risques connexes par rapport à nos activités futures.

Environnement économique

Même si nous prévoyons que nos résultats d'exploitation en 2010 souffriront de l'environnement économique actuel, cette incidence devrait être quelque peu atténuée par la production et les prix visés par les contrats comme les CAÉ et d'autres contrats à long terme.

La note de solvabilité de nombreuses contreparties financières et sectorielles a été déclassée, et nous prévoyons que l'exercice 2010 continuera d'être difficile pour certaines de nos contreparties. Bien que nous n'ayons constaté aucune perte en 2009, nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une notation de première qualité.

Exploitation

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter en 2010 par suite de la mise en service de Summerview 2 et de l'unité 2 de Kent Hills. La production totale et la disponibilité pour 2010 devraient s'élever par rapport à 2009 en raison d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble du parc et de l'acquisition de Canadian Hydro. La disponibilité globale du parc pour 2010 devrait être d'environ 90 %.

Couverture du prix des produits de base

En vertu des CAÉ de l'Alberta et de nos autres contrats à long terme, environ 75 % de notre capacité est liée à des contrats pour les sept prochaines années. Pour offrir une plus grande stabilité en matière de bénéfice futur, nous concluons des contrats prévoyant la livraison et des contrats sur instruments financiers pour des périodes pouvant aller jusqu'à cinq ans. Par suite de l'acquisition de Canadian Hydro, nous avons aussi divers contrats comportant une durée supérieure à cinq ans. Dans le cadre de cette stratégie, nous visons à ce que 90 % de notre capacité soit liée à des contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 70 % au cours du quatrième exercice. Environ 89 % de notre capacité de 2010 est assujettie à des contrats assortis d'un prix contractuel moyen de 60 \$ à 65 \$ le MWh en Alberta et de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.

Coûts du combustible

L'extraction du charbon en Alberta est assujettie aux augmentations de coûts en raison de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation, des dépenses en immobilisations et des prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos mines de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2010, selon la méthode du coût standard, devraient s'accroître de 5 % à 10 % comparativement à l'exercice précédent par suite de l'amortissement accru des dépenses en immobilisations liées aux mines et de la hausse générale des coûts du diesel.

Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût du combustible livré pour 2010 devrait être conforme à 2009.

Nous acquérons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non conventionnelle en Amérique du Nord devrait réduire l'instabilité des prix d'un exercice à l'autre à l'avenir et pourrait susciter davantage de possibilités de couvrir notre exposition aux prix du gaz naturel par des contrats à plus long terme.

En 2010, environ 20 % de notre combustible à nos centrales alimentées au gaz naturel et 7 % de notre combustible à nos centrales alimentées au charbon sont exposés aux fluctuations des prix des produits énergétiques de base. Nous suivons de près les risques auxquels les variations de prix de l'électricité et des combustibles exposent nos activités futures et, lorsque nous le jugeons approprié, nous avons recours à divers instruments prévoyant la livraison et instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ce risque de prix.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par 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 pour 2010 ne devraient pas varier par rapport à 2009, car les coûts liés à Canadian Hydro devraient être compensés par la baisse de l'entretien planifié, nos synergies au niveau de l'exploitation et des mesures de productivité. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé pour 2010 devraient baisser principalement en raison d'une baisse de l'entretien planifié et d'un accroissement de la capacité installée découlant de l'acquisition de Canadian Hydro.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation est touché par les prix sur le marché, les positions adoptées et la durée de ces positions. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser le bénéfice, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Notre objectif pour 2010 est d'amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain en contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons aussi des dépenses libellées en devises, y compris les frais d'intérêts, qui contrebalancent en grande partie nos résultats nets libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets de 2010 devraient être supérieurs en raison surtout de la hausse des soldes de dettes et de la baisse des intérêts créditeurs. Cependant, la variation des taux d'intérêt et de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain va se répercuter sur le montant des intérêts débiteurs nets engagés.

Situation de trésorerie et sources de financement

L'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel, ou l'augmentation des activités de négociation sur le marché, pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Afin d'atténuer ce risque d'illiquidité, nous

prévoyons maintenir des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars, et nous surveillerons nos expositions et obligations en vue de nous assurer que nous détenons assez de liquidités pour respecter nos obligations.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées dans les conventions et estimations comptables critiques du rapport de gestion de notre rapport annuel de 2009, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques actuelles. Bien que nous ne prévoyions pas que des modifications importantes seront apportées aux estimations en raison de l'environnement économique actuel, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient à leur tour influencer sur les bénéfices futurs et les gains et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque. Les gains et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque ne devraient pas avoir d'incidence sur nos flux de trésorerie, car ils sont généralement établis selon les prix prévus aux contrats.

Dépenses en immobilisations

Nos principaux projets visent le maintien de nos activités d'exploitation courantes et le soutien de notre stratégie de croissance.

Dépenses en immobilisations liées à la croissance

En 2009, nous avons réalisé avec succès deux de nos projets de croissance, Blue Trail et l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de Sundance. Nous avons neuf projets importants de croissance en cours. Notre objectif est d'achever ces projets entre le quatrième trimestre de 2010 et le quatrième trimestre de 2012.

Ces projets importants sont décrits sommairement ci-après :

Projet	Total des projets		2009	2010	Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées ¹	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses réelles ¹	Dépenses estimées ¹		
Keephills 3	988	707	231	225 - 245	T2 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (participation nette de 225 MW) et dépenses en immobilisations liées aux mines connexes en partenariat avec Capital Power.
Blue Trail	113	113	87	-	Achévé au T4 2009	Parc éolien de 66 MW dans le sud de l'Alberta.
Accroissement de la capacité nominale à l'unité 5 de Sundance	77	77	60	-	Achévé au T4 2009	Accroissement de la capacité nominale de 53 MW à notre centrale de Sundance.
Summerview 2	123	106	81	15 - 25	Achévé au T1 2010	Expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta.
Accroissement de la capacité nominale à l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	1	1	5 - 10	T4 2011	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills.
Accroissement de la capacité nominale à l'unité 2 de la centrale de Keephills	34	1	1	0 - 5	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills.
Ardenville	135	27	27	95 - 105	T1 2011	Parc éolien de 69 MW dans le sud de l'Alberta.
Bone Creek	48	4	4	40 - 45	T1 2011	Centrale hydroélectrique de 18 MW en Colombie-Britannique.
Kent Hills 2	100	18	18	80 - 85	T4 2010	Expansion de 54 MW de notre parc éolien au Nouveau-Brunswick.
Total de la croissance	1 652	1 054	510	460 - 520		

Avant notre acquisition de Canadian Hydro, des coûts de 23 millions de dollars avaient été engagés à l'égard de Bone Creek, qui ne font pas partie du total de nos coûts pour les projets.

Dépenses en immobilisations de maintien

Pour 2010, nos dépenses en immobilisations de maintien estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Engagés en 2009	Coût prévu
Dépenses en immobilisations courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	158	120 - 140
Dépenses en immobilisations liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	44	10 - 15
Matériel minier et achats de terrain	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	42	25 - 30
Modifications apportées à Centralia	Projet en immobilisations pour conversion au charbon de tiers	21	-
Entretien planifié	Entretien périodique important planifié	115	140 - 155
Total des dépenses en immobilisations de maintien		380	295 - 340

1) Les montants sont présentés déduction faite des apports des coentreprises.

Le programme d'entretien planifié de 2010 est décrit ci-après :

	Charbon	Gaz	Renouvelables	Dépenses prévues
Capitalisées	70 - 75	45 - 50	25 - 30	140 - 155
Passées en charges	60 - 65	0 - 5	-	60 - 70
	130 - 140	45 - 55	25 - 30	200 - 225
	Charbon	Gaz	Renouvelables	Total
GWh perdus	1 770 - 1 780	360 - 370	-	2 130 - 2 150

Financement

Le financement de ces dépenses en immobilisations devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation, de la capacité d'emprunt actuelle et des marchés financiers. Le financement nécessaire aux fins des projets de croissance et de maintien ne devrait pas être touché par l'environnement économique actuel, en raison du fait que nos flux de trésorerie sont étroitement liés aux contrats, de la solidité de notre situation financière et du montant en capital auquel nous avons accès en vertu des facilités de crédit consenties actuelles.

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 du Canada et, par conséquent, elles ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou des mesures plus significatives du bénéfice ou des flux de trésorerie d'exploitation tels qu'ils sont calculés selon les PCGR du Canada ou lors de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

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

Rapprochement du bénéfice net

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Produits	763	808	2 770	3 110
Combustible et achats d'électricité	(328)	(398)	(1 228)	(1 493)
Marge brute	435	410	1 542	1 617
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	142	163	667	637
Amortissement	129	116	475	428
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	4	22	19
Charges d'exploitation	276	283	1 164	1 084
Bénéfice d'exploitation	159	127	378	533
Gain (perte) de change	4	(7)	8	(12)
Réduction des frais de mise en valeur des mines	(16)	-	(16)	-
Intérêts débiteurs nets	(42)	(9)	(144)	(110)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits	-	-	8	5
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	105	111	234	319
Participations sans contrôle	11	23	38	61
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	94	88	196	258
Charge (recouvrement) d'impôts	15	(6)	15	23
Bénéfice net	79	94	181	235

Bénéfice aux fins de comparaison

La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Le bénéfice aux fins de comparaison est calculé en utilisant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation durant la période.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2009, nous avons exclu la radiation de frais de mise en valeur des mines, l'incidence de la variation future du taux d'imposition et le règlement d'un différend commercial qui avait trait au placement au Mexique que nous détenions précédemment et qui a été comptabilisé au poste Autres produits.

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

Pour calculer le bénéfice aux fins de comparaison de 2008, nous avons aussi exclu la réduction de valeur de notre placement au Mexique et un recouvrement lié à certaines positions fiscales. Nous avons également exclu les gains constatés sur la vente des actifs de la mine de charbon de Centralia anciennement exploitée, puisque nous n'avons pas l'habitude de céder des immobilisations corporelles aussi importantes.

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	79	94	181	235
Gain sur la vente d'actifs à Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(4)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	3	1	12
Radiation de frais de mise en valeur des mines, déduction faite des impôts et taxes	10	-	10	-
Règlement d'un différend commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(6)	-
Variation du taux d'imposition	(5)	-	(5)	-
Recouvrement lié aux positions fiscales	-	(15)	-	(15)
Réduction de valeur du placement au Mexique, déduction faite des impôts et taxes	-	(3)	-	62
Bénéfice aux fins de comparaison	84	79	181	290
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	211	198	201	199
Résultat par action aux fins de comparaison	0,40	0,40	0,90	1,46

Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)

Les flux de trésorerie disponibles représentent les flux de trésorerie provenant de nos activités et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus de la dette avec recours, verser des dividendes sur actions ordinaires supplémentaires ou racheter des actions ordinaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien pour les trois mois terminés le 31 décembre 2009 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins un montant de 136 millions de dollars (132 millions de dollars, déduction faite des apports des coentreprises) investi dans des projets de croissance. Pour la période correspondante de 2008, nous avons investi un montant de 140 millions de dollars (114 millions de dollars, déduction faite des apports des coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les exercices terminés les 31 décembre 2009 et 2008, nous avons investi des montants respectivement de 524 millions de dollars (510 millions de dollars, déduction faite des apports des coentreprises) et 541 millions de dollars (515 millions de dollars, déduction faite des apports des coentreprises) dans des projets de croissance.

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

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Flux de trésorerie d'exploitation	246	428	580	1 038
Ajouter (déduire) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	(87)	(171)	(380)	(465)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(57)	(49)	(226)	(212)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle des filiales	(18)	(29)	(58)	(98)
Remboursements de la dette sans recours ¹	(6)	(25)	(25)	(28)
Calendrier des paiements prévus au titre des CAÉ	-	-	-	(116)
Autres produits	-	-	(8)	-
Flux de trésorerie liés aux participations dans des sociétés satellites	-	-	-	2
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)	78	154	(117)	121

Nous visons à maintenir des soldes de trésorerie suffisants et des facilités de crédit consenties afin de financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à nos activités.

Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA»)

La présentation du BAIIA d'une période à l'autre procure à la direction et aux investisseurs un substitut en ce qui a trait au montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les intérêts débiteurs nets, les participations sans contrôle, les impôts sur les bénéfices et les ajustements du fonds de roulement.

	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice d'exploitation	159	127	378	533
Désactualisation	7	6	24	22
Amortissement selon l'état des flux de trésorerie ²	134	135	493	451
BAIIA	300	268	895	1 006

1) Excluent les remboursements de la dette liés à la dette avec recours qui ont été ou seront refinancés par les émissions de titres d'emprunt à long terme, conformément à notre stratégie globale en matière d'immobilisations.

2) Dans le calcul du BAIIA, nous utilisons l'amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés afin de tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus dans le coût des ventes selon les états des résultats et des bénéfices non répartis consolidés.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T1 2009	T2 2009	T3 2009	T4 2009
Produits	756	585	666	763
Bénéfice net (perte nette)	42	(6)	66	79
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,21	(0,03)	0,34	0,37
Résultat par action ordinaire aux fins de comparaison	0,18	(0,03)	0,34	0,40

	T1 2008	T2 2008	T3 2008	T4 2008
Produits	803	708	791	808
Bénéfice net	33	47	61	94
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,17	0,24	0,31	0,47
Résultat par action ordinaire aux fins de comparaison	0,50	0,25	0,32	0,40

Le résultat par action ordinaire de base et dilué et le résultat par action ordinaire aux fins de comparaison sont calculés chaque période en utilisant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période. Par conséquent, la somme des résultats par action ordinaire pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action ordinaire annuel.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent communiqué sur les résultats, les documents intégrés par renvoi ainsi que d'autres rapports et documents déposés auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières comprennent des énoncés prospectifs. Tous les énoncés prospectifs reposent sur nos croyances et des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées, sur l'expérience de la direction et la perception des tendances passées, de la conjoncture actuelle et des faits nouveaux prévus, ainsi que sur d'autres facteurs jugés appropriés dans les circonstances. Ces énoncés prospectifs ne présentent pas des faits, mais seulement des prédictions, et peuvent généralement être reconnus par l'emploi d'énoncés comprenant des termes tels que «pouvoir», «pourrait», «croire», «s'attendre à», «projeter», «avoir l'intention de», «planifier», «prévoir», «éventuel», «permettre», «continuer de» ou d'autres termes comparables. Ces énoncés ne sont pas des garanties de notre rendement futur et sont assujettis à des risques, à des incertitudes et à d'autres facteurs importants qui peuvent faire en sorte que les résultats réels de TransAlta diffèrent de manière importante des résultats envisagés.

En particulier, le présent communiqué de presse renferme des énoncés prospectifs ayant trait aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours de mise en valeur, y compris les accroissements de la capacité nominale et les modernisations des installations, et les coûts connexes; les attentes relatives au bénéfice et aux flux de trésorerie d'exploitation futurs; les attentes relatives à la date prévue d'achèvement et au coût de l'étude d'ingénierie de base au sujet du captage et du stockage du carbone; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; nos plans d'investissement dans la capacité existante et la nouvelle capacité et le rendement prévu de ces investissements; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité et de la production; les attentes relatives aux coûts d'exploitation et d'entretien et la variabilité de ces coûts; nos plans visant l'installation du matériel de contrôle du mercure à nos centrales thermiques de l'Alberta et notre projet de réduction des émissions d'oxyde d'azote et de mercure à notre centrale de Centralia; la réglementation et la législation gouvernementales prévues ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les attentes liées à la renégociation de certaines conventions collectives dont nous sommes partie prenante; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs, et le caractère adéquat des provisions pour impôts; les attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles; et les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant :

- i) les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité et les fluctuations du prix de l'électricité;
- ii) les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités;
- iii) les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant;
- iv) l'évolution de la conjoncture économique, y compris la variation des taux d'intérêt;
- v) les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales;
- vi) les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité;
- vii) les incidences climatiques;
- viii) les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en vent ou en biomasse nécessaire pour exploiter nos centrales;
- ix) les catastrophes naturelles;
- x) les pannes de matériel;
- xi) les risques commerciaux;
- xii) les risques et la concurrence dans le secteur d'activité;
- xiii) les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers;
- xiv) le besoin de financement supplémentaire;
- xv) la subordination structurelle des titres;
- xvi) le risque de crédit de contrepartie;
- xvii) la garantie d'assurance;
- xviii) notre provision pour impôts sur les bénéfices;
- xix) les instances judiciaires impliquant la société;
- xx) la dépendance à l'égard du personnel clé;
- xxi) les questions de relations de travail; et
- xxii) les projets de mise en valeur et les acquisitions.

Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque» du rapport de gestion annuel de 2009 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2009.

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

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 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Produits	763	808	2 770	3 110
Combustible et achats d'électricité	(328)	(398)	(1 228)	(1493)
	435	410	1 542	1617
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	142	163	667	637
Amortissement	129	116	475	428
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	4	22	19
	276	283	1 164	1084
	159	127	378	533
Gain (perte) de change	4	(7)	8	(12)
Radiation de frais de mise en valeur des mines	(16)	-	(16)	-
Intérêts débiteurs nets	(42)	(9)	(144)	(110)
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	(97)
Autres produits	-	-	8	5
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	105	111	234	319
Participations sans contrôle	11	23	38	61
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	94	88	196	258
Charge (recouvrement) d'impôts	15	(6)	15	23
Bénéfice net	79	94	181	235
Bénéfices non répartis				
Solde d'ouverture	618	648	688	763
Dividendes sur actions ordinaires	(63)	(54)	(235)	(215)
Actions annulées en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	-	-	-	(95)
Solde de fermeture	634	688	634	688
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	211	198	201	199
Résultat net par action, de base et dilué	0,37	0,47	0,90	1,18

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS
(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 déc. 2009	31 déc. 2008¹
Trésorerie et équivalents de trésorerie	82	50
Débiteurs	421	505
Garanties versées	27	37
Charges payées d'avance	18	6
Actifs de gestion du risque	144	200
Actifs d'impôts futurs	17	3
Impôts sur les bénéfices à recevoir	39	61
Stocks	90	51
	838	913
Créances à long terme	49	14
Immobilisations corporelles		
Coût	11 721	9 932
Amortissement cumulé	(4 143)	(3 898)
	7 578	6 034
Écart d'acquisition	434	142
Actifs incorporels	333	213
Actifs d'impôts futurs	204	248
Actifs de gestion du risque	224	221
Autres actifs	102	39
Total de l'actif	9 762	7 824
Créditeurs et charges à payer	521	658
Garanties reçues	86	24
Passifs de gestion du risque	45	148
Impôts sur les bénéfices à payer	10	15
Passifs d'impôts futurs	57	14
Dividendes à verser	61	52
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours	7	211
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours	24	33
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	32	45
	843	1 200
Dette à long terme, avec recours	3 857	2 332
Dette à long terme, sans recours	554	232
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	250	252
Crédits reportés et autres passifs à long terme	136	131
Passifs d'impôts futurs	637	596
Passifs de gestion du risque	78	102
Participations sans contrôle	478	469
Capitaux propres ordinaires		
Actions ordinaires	2 169	1 761
Bénéfices non répartis	634	688
Cumul des autres éléments du résultat étendu	126	61
Total des capitaux propres	2 929	2 510
Total du passif et des capitaux propres	9 762	7 824

1) Certains chiffres correspondants ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période visée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le bénéfice net ou les bénéfices non répartis présentés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Bénéfice net	79	94	181	235
Autres éléments du résultat étendu				
(Pertes) gains à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	(51)	253	(209)	342
Gains (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes ¹	37	(203)	140	(295)
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	55	145	280	198
Perte sur la vente du placement au Mexique reclassée dans les états des résultats consolidés, déduction faite des impôts et taxes ³	-	(8)	-	(8)
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie aux bilans consolidés, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(3)	-	(11)	8
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(40)	4	(135)	61
Autres éléments du résultat étendu	(2)	191	65	306
Résultat étendu	77	285	246	541

1) Déduction faite de la charge d'impôts de 5 millions de dollars et de 26 millions de dollars pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 (recouvrement d'impôts de 48 millions de dollars et de 61 millions de dollars en 2008), respectivement.

2) Déduction faite de la charge d'impôts de 24 millions de dollars et de 120 millions de dollars pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 (charge d'impôts de 86 millions de dollars et de 129 millions de dollars en 2008), respectivement.

3) Déduction faite de la charge d'impôts de 9 millions de dollars et de néant pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2008.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 1 million de dollars et de 4 millions de dollars pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 (néant en 2008), respectivement.

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 17 millions de dollars et de 69 millions de dollars pour les trois mois et l'exercice terminés le 31 décembre 2009 (charge d'impôts de 2 millions de dollars et de 30 millions de dollars en 2008), respectivement.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trois mois terminés les 31 déc.		Exercices terminés les 31 déc.	
	2009	2008	2009	2008
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	79	94	181	235
Amortissement	134	135	493	451
Gain sur la vente de matériel	-	-	-	(5)
Participations sans contrôle	11	23	38	61
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations	7	6	24	22
Coûts réglés de mise hors service d'immobilisations	(8)	(11)	(35)	(37)
Impôts futurs	21	13	21	1
Perte latente découlant des activités de gestion du risque	3	1	2	12
Perte latente (gain latent) de change	4	(10)	(11)	(5)
Radiation de frais de mise en valeur des mines	16	-	16	-
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	97
Autres éléments hors caisse	(1)	(2)	-	(4)
	266	249	729	828
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement d'exploitation	(20)	179	(149)	210
Flux de trésorerie d'exploitation	246	428	580	1038
Activités d'investissement				
Acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc., déduction faite de l'encaisse acquise	(766)	-	(766)	-
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(223)	(311)	(904)	(1006)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	2	4	7	30
Produit de la vente d'une participation minoritaire dans Kent Hills	-	-	29	-
Liquidités soumises à restrictions	1	1	-	248
Impôts sur les bénéfices à recevoir	(41)	-	(41)	(8)
Gains réalisés (pertes réalisées) sur les instruments financiers	-	5	(16)	52
Prêt à des sociétés satellites	-	-	-	(245)
Produit de la vente de participations dans des sociétés satellites	-	332	-	332
(Diminution) augmentation nette des garanties reçues de contreparties	(18)	-	87	-
(Augmentation) diminution nette des garanties versées à des contreparties	(2)	-	7	-
Règlement au titre des ajustements de la vente du placement au Mexique	-	-	(7)	-
Divers	11	4	6	16
Flux de trésorerie d'investissement	(1 036)	45	(1 598)	(581)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des facilités de crédit	320	(350)	620	(243)
Remboursement de la dette à long terme	(776)	(68)	(796)	(308)
Émission de titres d'emprunt à long terme	919	-	1 119	502
Dividendes versés sur actions ordinaires	(57)	(49)	(226)	(212)
Fonds versés aux fins de rachat d'actions ordinaires en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires	-	-	-	(130)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires	398	1	398	15
Gains réalisés sur les instruments financiers	-	-	-	12
Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(18)	(29)	(58)	(98)
Divers	1	(3)	(4)	(5)
Flux de trésorerie de financement	787	(498)	1 053	(467)
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	(3)	(25)	35	(10)
Incidence de la conversion sur les liquidités en devises	(1)	9	(3)	9
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(4)	(16)	32	(1)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	86	66	50	51
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	82	50	82	50
Impôts au comptant payés	8	(5)	43	47
Intérêts au comptant payés	71	31	149	106

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 déc. 2009	31 déc. 2008
Cours de clôture (TSX) (\$)		23,48	24,30
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	25,30	37,50
	Bas	18,11	21,00
Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)		56,1	48,1
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)		52,6	45,6
Rendement des capitaux propres (%)		6,9	9,4
Rendement des capitaux propres aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		6,9	11,6
Rendement sur le capital utilisé ¹ (%)		5,7	7,7
Rendement sur le capital utilisé aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		5,8	9,6
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,08
Ratio cours / bénéfice ¹ (multiples)		26,1	20,6
Couverture par les bénéfices ¹ (multiples)		1,9	2,8
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net ¹) (%)		129,8	91,5
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison ^{1,2}) (%)		129,8	74,1
Couverture des dividendes ¹ (multiples)		2,5	4,8
Rendement des actions ¹ (%)		4,9	4,4
Flux de trésorerie / dette ¹ (%)		20,1	31,1
Flux de trésorerie / couverture des intérêts ¹ (multiples)		4,9	7,2

1) Pour les 12 derniers mois.

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

FORMULES DES RATIOS

Dette sur le capital investi = (dette – trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette + participations sans contrôle + capitaux propres – trésorerie et équivalents de trésorerie)

Rendement des capitaux propres = bénéfice net ou bénéfice aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

Rendement du capital utilisé = (bénéfice ou bénéfice aux fins de comparaison avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

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

Couverture par les bénéfices = (bénéfice net + impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets) / (intérêts sur la dette à long terme – intérêts créditeurs)

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

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

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

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

Flux de trésorerie / couverture des intérêts = (flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts sur la dette à long terme – intérêts créditeurs)

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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

Disponibilité – Mesure du temps, exprimée en pourcentage des activités continues 24 heures sur 24, 365 jours par année, au cours duquel une unité de production peut produire de l'électricité, peu importe si elle le fait réellement ou non.

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

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

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

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

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

Gigawatt – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

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

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

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

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

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

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

Interruption non planifiée – Arrêt d'une unité de production en raison d'une panne imprévue.

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

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



TransAlta Corporation

Box 1900, Station "M"
110 - 12th Avenue S.W.
Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403-267-7110

Site Web

www.transalta.com

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