

RAPPORT DE GESTION

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs. Ces énoncés sont fondés sur certaines estimations et hypothèses et comportent des risques et des incertitudes. Les résultats réels peuvent différer considérablement de ces énoncés. Voir la rubrique «Énoncés prospectifs» du présent rapport de gestion pour plus de renseignements.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 30 juin 2010 et 2009 et pour les trimestres et semestres terminés à ces dates ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2009. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 28 juillet 2010. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Opérations sur les produits énergétiques¹. 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 de développement durable, des services de communication et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologie de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services de vérification interne ainsi que d'autres services administratifs.

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

1) En 2009, notre secteur Opérations sur les produits énergétiques était défini comme étant le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Disponibilité (%)	81,9	82,8	86,7	84,6
Production (GWh)	10 201	9 656	23 115	21 829
Produits	582	585	1 308	1 341
Marge brute ¹	353	346	757	727
Bénéfice d'exploitation ¹	55	14	189	99
Bénéfice net (perte nette)	51	(6)	118	36
Résultat net de base et dilué par action	0,23	(0,03)	0,54	0,18
Résultat par action aux fins de comparaison ¹	0,10	(0,03)	0,40	0,16
BAIIA ¹	182	142	431	354
Fonds provenant de l'exploitation ¹	184	94	374	285
Flux de trésorerie d'exploitation	98	57	272	140
Flux de trésorerie d'exploitation par action ¹	0,45	0,29	1,24	0,71
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) ¹	(92)	(144)	(36)	(208)
Dividendes en espèces déclarés par action	0,29	0,29	0,58	0,58
			Au	Au
			30 juin 2010	31 déc. 2009
Total de l'actif			9 964	9 775
Total des passifs financiers à long terme			5 554	5 537

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 a diminué par rapport à la période correspondante de 2009, en raison surtout de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et de l'interruption des activités à l'unité 3 de notre centrale de Sundance, compensées en partie par la baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills.

La disponibilité a augmenté au cours du semestre terminé le 30 juin 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, par suite surtout de la baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills, contrebalancée partiellement par la hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia.

La production pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 a grimpé respectivement de 545 gigawattheures («GWh») et 1 286 GWh par rapport à la période correspondante de 2009, en raison essentiellement d'une baisse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia, d'une diminution des interruptions planifiées à la centrale de Keephills et d'une augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique découlant surtout de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro»), contrebalancées en partie par la mise hors service de Wabamun, une hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, un nombre accru d'interruptions non planifiées à la centrale de Sundance et l'expiration du contrat à long terme à Saranac.

¹ La marge brute, le bénéfice d'exploitation, le résultat par action aux fins de comparaison, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA»), les fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation par action et les flux de trésorerie disponibles (insuffisance) ne sont pas définis selon les PCGR du Canada. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion pour obtenir de plus amples renseignements sur ces éléments, y compris, s'il y a lieu, un rapprochement avec le bénéfice net (la perte nette) et les flux de trésorerie d'exploitation.

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Bénéfice net (perte nette) de 2009	(6)	36
Augmentation des marges brutes du secteur Production	22	46
Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	(15)	(16)
Diminution des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	35	49
Diminution de la dotation aux amortissements	-	13
Augmentation des intérêts débiteurs nets	-	(15)
Diminution des participations sans contrôle	3	12
Augmentation du recouvrement d'impôts	16	3
Divers	(4)	(10)
Bénéfice net de 2010	51	118

Les marges brutes du secteur Production ont progressé au cours du trimestre terminé le 30 juin 2010 en regard du trimestre correspondant de 2009, en raison des prix favorables, de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro, de la diminution des interruptions planifiées à la centrale de Keephills et de la nouvelle entente avec l'Office de l'électricité de l'Ontario («OÉO») pour notre centrale de cogénération de Sarnia, entente qui est entrée en vigueur au troisième trimestre de 2009. Ces éléments ont été partiellement neutralisés par l'expiration du contrat à long terme à Saranac, l'interruption des activités à l'unité 3 de notre centrale de Sundance et les taux de change défavorables.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les marges brutes du secteur Production ont augmenté en raison de la baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills, d'une hausse des volumes d'énergie éolienne et hydroélectrique attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro et de la nouvelle entente conclue avec l'OÉO pour notre centrale de cogénération de Sarnia. Ces éléments ont été neutralisés en partie par l'expiration du contrat à long terme à Saranac et les taux de change défavorables.

Les marges brutes liées aux opérations sur les produits énergétiques ont reculé pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 par rapport à la période correspondante de 2009, en raison essentiellement de la réduction des marges dans la région de l'est imputable à la diminution des marges découlant des stratégies régionales adoptées au chapitre des écarts ainsi que des restrictions liées à la congestion du réseau d'électricité.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 ont diminué comparativement à ceux de la période correspondante de 2009, à cause du nombre plus bas d'interruptions planifiées et des taux de change favorables, contrebalancés en partie par l'acquisition de Canadian Hydro.

La dotation aux amortissements pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 est comparable à celle de la même période de 2009, en raison d'une augmentation des actifs attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro, neutralisée par une baisse de la production à Saranac, qui a été amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, des taux de change favorables et d'une modification des durées de vie utile estimatives de certaines centrales alimentées au charbon et de certains actifs miniers de charbon.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, la dotation aux amortissements a diminué en raison d'une réduction de l'estimation des coûts associés à la mise hors service de notre centrale de Wabamun, d'une baisse de la production à Saranac, qui a été amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, des taux de change favorables et d'une modification des durées de vie utile estimatives de certaines centrales alimentées au charbon et de certains actifs miniers de charbon, compensés en partie par une hausse des actifs attribuable surtout à l'acquisition de Canadian Hydro.

Les intérêts débiteurs nets pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 se comparent à ceux de la période correspondante de 2010 en raison d'une hausse de la dette, compensée par des intérêts créditeurs liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, une augmentation des intérêts capitalisés, des taux de change favorables et des taux d'intérêt plus bas.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les intérêts débiteurs nets ont augmenté par rapport à la même période de 2009 en raison d'une hausse de la dette, compensée en partie par des intérêts créditeurs liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, des taux de change favorables, une augmentation des intérêts capitalisés et des taux d'intérêt plus bas.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les participations sans contrôle ont diminué en regard de la période correspondante de 2009, principalement par suite de la baisse du bénéfice découlant de l'expiration du contrat à long terme à Saranac.

Le recouvrement d'impôts a augmenté pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 comparativement à la période correspondante de 2009, en raison du recouvrement lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens au deuxième trimestre de 2010, contrebalancé en partie par un bénéfice avant impôts plus élevé.

FLUX DE TRÉSORERIE

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 ont augmenté de 41 millions de dollars en regard de la même période en 2009, en raison surtout d'un accroissement du bénéfice au comptant, neutralisé en partie par des variations défavorables du fonds de roulement liées au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts que nous prévoyons recevoir avant la fin de l'exercice.

Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les flux de trésorerie d'exploitation ont augmenté de 132 millions de dollars, en raison d'un accroissement du bénéfice au comptant et de variations du fonds de roulement attribuables à des mouvements de stocks favorables et au calendrier des paiements liés à l'exploitation, neutralisés en partie par le calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts que nous prévoyons recevoir avant la fin de l'exercice.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 ont progressé respectivement de 52 millions de dollars et 172 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009, par suite d'une hausse du bénéfice au comptant et d'une baisse des dépenses en immobilisations de maintien.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trimestre terminé le 30 juin 2010

Résolution de questions fiscales

Au cours du trimestre, nous avons comptabilisé un recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens. Les intérêts débiteurs ont également diminué de 14 millions de dollars en raison des recouvrements d'intérêts connexes. Le montant provenant de la résolution de ces questions fiscales devrait être reçu avant la fin de l'exercice.

Projet Pioneer

Le 28 juin 2010, nous avons annoncé que Enbridge Inc. participera officiellement au développement du projet Pioneer, premier projet canadien totalement intégré de captage et de stockage du carbone («CSC»), nécessitant la réhabilitation d'une centrale alimentée au charbon.

Chef de la direction des finances

Le 18 juin 2010, nous avons annoncé la nomination de Brett Gellner au poste de chef de la direction des finances; il succède à Brian Burden, qui a décidé de prendre sa retraite. M. Burden aidera M. Gellner dans le cadre de la transition à ses nouvelles fonctions jusqu'au 30 septembre 2010.

Interruption des activités de l'unité 3 de la centrale de Sundance

Le 7 juin 2010, nous avons annoncé une interruption des activités à l'unité 3 de notre centrale de Sundance («unité 3»), en raison de la défaillance mécanique de composantes de génératrices critiques. La capacité de l'unité 3 est revenue au niveau prévu le 23 juin 2010, mais on s'attend à ce que sa production en soit réduite. Par suite de l'interruption des activités et de la baisse de la capacité nominale qui a suivi, la production au deuxième trimestre a baissé de 367 GWh, et la production pour tout l'exercice devrait diminuer d'environ 532 GWh. L'unité 3 devrait retrouver sa pleine capacité une fois que les importants travaux d'entretien seront terminés en 2012.

Compte tenu de cet événement, nous avons remis un avis de cas de force majeure à faible probabilité et à impact élevé aux acheteurs du contrat d'achat d'électricité («CAÉ») et au Balancing Pool. En date du présent rapport, nous n'avons pas reçu de réponse du Balancing Pool relativement à notre avis de cas de force majeure et, bien qu'aucune garantie ne puisse être donnée, nous croyons que le Balancing Pool confirmera notre position en temps voulu. Au cours du deuxième trimestre, nous avons constaté une charge après impôts de 13 millions de dollars, ou 50 % des pénalités jusqu'au 30 juin 2010, représentant le montant des pénalités que nous sommes actuellement tenus de payer aux acheteurs du CAÉ en attendant que cette question soit résolue.

Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Le 29 avril 2010, conformément aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, le conseil d'administration a approuvé l'émission d'actions non émises à un escompte de 3 % sur le cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto les cinq derniers jours précédant la date de paiement des dividendes. Aux termes de notre régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, les participants peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant des dividendes ou en faisant une contribution additionnelle allant jusqu'à 5 000 \$ par trimestre. La société se réserve le droit de modifier l'escompte ou le rendement pour acheter des actions sur le marché libre en tout temps.

Protocole d'entente à l'égard de la centrale thermique de Centralia

Le 26 avril 2010, nous avons annoncé la signature d'un protocole d'entente avec l'État de Washington dans le but d'amorcer les pourparlers visant l'élaboration d'une entente de réduction importante des émissions de gaz à effet de serre («GES») de la centrale thermique de Centralia et la fourniture d'une capacité de remplacement d'ici 2025. Le protocole d'entente reconnaît également le besoin de protéger la valeur que la centrale thermique de Centralia procure à nos actionnaires. Des renseignements supplémentaires sur les résultats de ces pourparlers seront communiqués dès qu'ils seront connus.

Semestre terminé le 30 juin 2010

Mise hors service de la centrale de Wabamun

Le 31 mars 2010, nous avons entièrement mis hors service toutes les unités de la centrale de Wabamun dans le cadre de la fermeture annoncée antérieurement. Au cours des prochains exercices, nous procéderons aux travaux de restauration et de remise en état de la centrale de Wabamun, travaux qui ont été autorisés par le gouvernement de l'Alberta. À la suite de notre examen du calendrier et des coûts détaillés des activités de mise hors service et de remise en état, l'obligation liée à la mise hors service de la centrale de Wabamun a été réduite de 14 millions de dollars, et une contrepassation a été comptabilisée à titre de recouvrement dans l'amortissement.

Placement de billets de premier rang

Le 12 mars 2010, nous avons conclu un placement de billets de premier rang de 300 millions de dollars américains venant à échéance en 2040 et portant intérêt au taux de 6,50 %. Le produit net du placement a servi au remboursement des emprunts au titre des facilités de crédit existantes et à des fins générales.

Summerview 2

Le 23 février 2010, notre parc éolien de 66 mégawatts («MW») de Summerview 2 a commencé ses activités commerciales selon le budget et en avance. Le coût total du projet est de 123 millions de dollars.

Expansion de Kent Hills

Le 11 janvier 2010, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat de 25 ans avec la Corporation de distribution et service à la clientèle d'Énergie Nouveau-Brunswick portant sur la fourniture de 54 MW additionnels d'énergie éolienne. En vertu de l'entente, nous agrandirons notre parc éolien de Kent Hills pour faire passer la capacité actuelle de 96 MW à un total de 150 MW. Le total du coût en capital du projet est estimé à 100 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour la fin de 2010. Natural Forces, qui détient actuellement une participation de 17 % dans le parc éolien existant de Kent Hills, aura l'option d'acquérir une participation maximale de 17 % dans les nouvelles installations une fois les travaux terminés.

Modification de la durée de vie utile et économique

La direction a effectué un examen exhaustif de la durée de vie utile estimative de la totalité des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon compte tenu, entre autres, du programme d'entretien de TransAlta pendant le cycle de vie économique, de l'état existant des actifs, des progrès réalisés au titre des technologies de captage du carbone et d'autres technologies, ainsi que d'autres facteurs liés au marché.

La direction a effectué l'examen de ses centrales alimentées au charbon et de ses actifs miniers de charbon et a mis à jour la durée de vie utile estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Ainsi, l'amortissement a été réduit de 7 millions de dollars et 12 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, par rapport à la période correspondante de 2009. L'incidence avant impôts estimative annuelle de cette modification s'élève à 29 millions de dollars et se reflétera dans la dotation aux amortissements et le coût des ventes.

La direction continue d'effectuer un examen complet des autres actifs. Il sera tenu compte de tout autre rajustement découlant de cet examen au cours des périodes ultérieures.

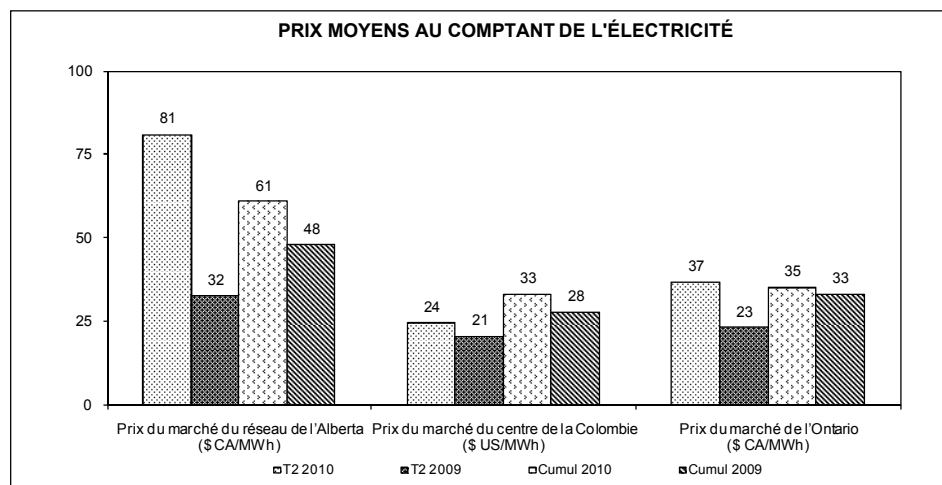
CONTEXTE D'AFFAIRES

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

Prix de l'électricité

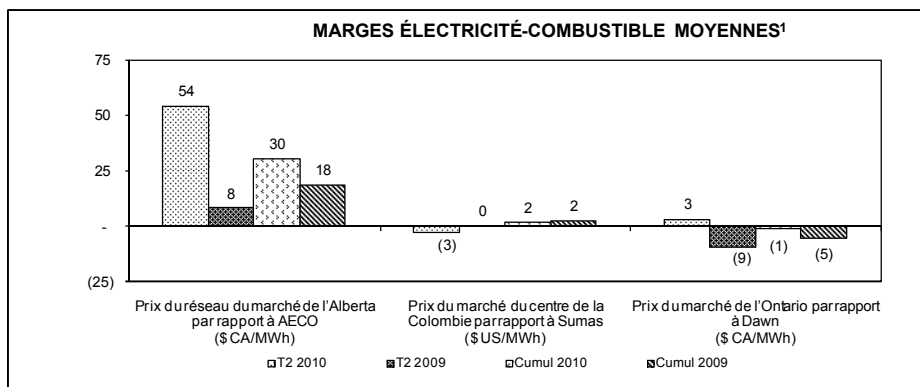
Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» du rapport annuel de 2009 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour les trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les prix moyens au comptant ont augmenté en Alberta en raison de la baisse de l'offre disponible par suite de la mise hors service de notre installation de Wabamun et des importants travaux au titre du transport effectués au cours du deuxième trimestre. Les prix dans la région du nord-ouest du Pacifique ont grimpé par suite de l'augmentation des prix du gaz naturel provenant de la région et du faible taux d'hydraulécité. Les prix en Ontario ont été plus élevés du fait des prix du gaz naturel régionaux plus élevés, d'un accroissement de la demande en raison de températures supérieures à la moyenne et d'une baisse de la production d'hydroélectricité.

Au cours du deuxième trimestre de 2010, 95 % des prix de notre portefeuille consolidé en matière d'électricité étaient établis par contrat au moyen de CAÉ et d'autres contrats à long terme, qui garantissent la stabilité du bénéfice futur. Nous avons également conclu des contrats à court terme sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison pour les volumes restants, d'une durée d'au plus cinq ans, à un prix moyen en 2010 s'échelonnant de 60 \$ à 65 \$ le mégawattheure («MWh») en Alberta, et de 50 \$ US à 55 \$ US le MWh dans la région du nord-ouest du Pacifique.



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

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les marges électricité-combustible moyennes ont progressé en Alberta par suite de la hausse des prix de l'électricité. Les marges électricité-combustible dans la région du nord-ouest du Pacifique ont légèrement diminué en raison des prix du gaz dont l'augmentation est supérieure à celle des prix de l'électricité. En Ontario, la hausse des marges électricité-combustible a découlé de la hausse plus importante des prix de l'électricité en comparaison de celle des prix du gaz.

PRODUCTION : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques, les centrales alimentées à la biomasse, 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. Au cours du premier trimestre de 2010, l'exploitation commerciale a démarré à Summerview 2, un projet d'expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta. Le 31 mars 2010, nous avons mis hors service notre centrale de Wabamun de 279 MW. Au 30 juin 2010, le secteur Production affichait une capacité¹ de production brute en exploitation de 8 986 MW (participation nette de 8 562 MW) et une capacité de production nette de 412 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» dans notre rapport annuel de 2009.

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.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trimestres terminés les 30 juin	2010		2009	
	Total	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits	582	29,65	570	31,12
Combustible et achats d'électricité	229	11,66	239	13,05
Marge brute	353	17,99	331	18,07
Exploitation, entretien et administration	150	7,64	172	9,39
Amortissement	113	5,76	113	6,17
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	8	0,41	7	0,38
Répartition des coûts intersectoriels	2	0,10	8	0,44
Charges d'exploitation	273	13,91	300	16,38
Bénéfice d'exploitation	80	4,08	31	1,69
Capacité installée (GWh)	19 626		18 315	
Production (GWh)	10 201		9 656	
Disponibilité (%)	81,9		82,8	

Semestres terminés les 30 juin	2010		2009	
	Total	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits	1 294	32,65	1 311	35,99
Combustible et achats d'électricité	551	13,90	614	16,86
Marge brute	743	18,75	697	19,14
Exploitation, entretien et administration	288	7,27	318	8,73
Amortissement	212	5,35	224	6,15
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	14	0,35	12	0,33
Répartition des coûts intersectoriels	3	0,08	16	0,44
Charges d'exploitation	517	13,05	570	15,65
Bénéfice d'exploitation	226	5,70	127	3,49
Capacité installée (GWh)	39 636		36 422	
Production (GWh)	23 115		21 829	
Disponibilité (%)	86,7		84,6	

Production et marges brutes

Les volumes de production, les coûts du combustible et achats d'électricité et les marges brutes du secteur Production d'après les régions géographiques sont comme suit.

Trimestre terminé le 30 juin 2010	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
Charbon	5 601	7 659	184	85	99	24,02	11,10	12,93
Gaz	1 060	1 227	59	18	41	48,08	14,67	33,41
Énergies renouvelables	569	2 721	43	2	41	15,80	0,74	15,06
Total – Ouest du Canada	7 230	11 607	286	105	181	24,64	9,05	15,59
Gaz	963	1 638	103	59	44	62,88	36,02	26,86
Énergies renouvelables	300	1 326	29	3	26	21,87	2,26	19,61
Total – Est du Canada	1 263	2 964	132	62	70	44,53	20,92	23,61
Charbon	946	3 005	102	53	49	33,94	17,64	16,30
Gaz	433	1 680	33	7	26	19,64	4,17	15,47
Énergies renouvelables	329	370	29	2	27	78,38	5,41	72,97
Total – International	1 708	5 055	164	62	102	32,44	12,27	20,17
	10 201	19 626	582	229	353	29,65	11,66	17,99

Trimestre terminé le 30 juin 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
Charbon	6 008	8 160	198	88	110	24,26	10,78	13,48
Gaz	946	1 172	48	15	33	40,96	12,80	28,16
Énergies renouvelables	432	2 080	27	3	24	12,98	1,44	11,54
Total – Ouest du Canada	7 386	11 412	273	106	167	23,92	9,29	14,63
Gaz	831	1 638	88	53	35	53,72	32,36	21,36
Énergies renouvelables	59	210	5	-	5	23,81	-	23,81
Total – Est du Canada	890	1 848	93	53	40	50,32	28,68	21,65
Charbon	372	3 845	108	54	54	28,09	14,04	14,05
Gaz	671	840	62	21	41	73,81	25,00	48,81
Énergies renouvelables	337	370	34	5	29	91,89	13,51	78,38
Total – International	1 380	5 055	204	80	124	40,36	15,83	24,53
	9 656	18 315	570	239	331	31,12	13,05	18,07

Semestre terminé le 30 juin 2010	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
Charbon	12 424	15 837	383	147	236	24,18	9,28	14,89
Gaz	2 061	2 386	117	43	74	49,04	18,02	31,02
Énergies renouvelables	1 174	5 465	75	4	71	13,72	0,73	12,98
Total – Ouest du Canada	15 659	23 688	575	194	381	24,27	8,19	16,08
Gaz	1 760	3 258	215	120	95	65,99	36,83	29,16
Énergies renouvelables	634	2 636	60	3	57	22,76	1,14	21,62
Total – Est du Canada	2 394	5 894	275	123	152	46,66	20,87	25,79
Charbon	3 525	5 977	328	207	121	54,88	34,63	20,25
Gaz	935	3 340	65	24	41	19,46	7,19	12,27
Énergies renouvelables	602	737	51	3	48	69,20	4,07	65,13
Total – International	5 062	10 054	444	234	210	44,16	23,27	20,89
	23 115	39 636	1 294	551	743	32,65	13,90	18,75

Semestre terminé le 30 juin 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
Charbon	11 944	16 224	374	164	210	23,05	10,11	12,94
Gaz	2 040	2 331	113	43	70	48,48	18,45	30,03
Énergies renouvelables	932	4 137	59	4	55	14,26	0,97	13,29
Total – Ouest du Canada	14 916	22 692	546	211	335	24,06	9,30	14,76
Gaz	1 769	3 258	202	126	76	62,00	38,67	23,33
Énergies renouvelables	114	417	9	-	9	21,58	-	21,58
Total – Est du Canada	1 883	3 675	211	126	85	57,41	34,29	23,13
Charbon	3 028	6 818	358	221	137	52,51	32,41	20,10
Gaz	1 350	2 500	129	45	84	51,60	18,00	33,60
Énergies renouvelables	652	737	67	11	56	90,91	14,93	75,98
Total – International	5 030	10 055	554	277	277	55,10	27,55	27,55
	21 829	36 422	1 311	614	697	35,99	16,86	19,14

Ouest du Canada

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

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin (GWh)	Semestre terminé le 30 juin (GWh)
Production de 2009	7 386	14 916
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills	462	865
Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	116	230
Augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	70	176
Hausse des volumes d'hydroélectricité	100	65
(Hausse) baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance	(142)	61
Mise hors service de Wabamun	(457)	(457)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance	(356)	(82)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness	(19)	(69)
Hausse (baisse) de la demande de la clientèle des CAÉ	38	(51)
Hausse (baisse) de la production des centrales alimentées au gaz naturel	50	(44)
Divers	(18)	49
Production de 2010	7 230	15 659

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Marge brute de 2009	167	335
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills	11	36
Augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	8	11
Hausse des volumes et des prix de l'hydroélectricité	15	10
(Hausse) baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance	(3)	10
Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	2	7
(Hausse) baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance	(18)	(1)
Prix défavorables	(4)	(19)
Mise hors service de Wabamun	(6)	(6)
Baisse (hausse) des coûts du charbon	3	(3)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness	(1)	(5)
Divers	7	6
Marge brute de 2010	181	381

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 annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

La production pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 a augmenté respectivement de 373 GWh et 511 GWh, en raison surtout de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, la marge brute s'est accrue respectivement de 30 millions de dollars et 67 millions de dollars, en raison de la hausse des volumes d'énergie éolienne résultant de l'acquisition de Canadian Hydro et de la nouvelle entente conclue avec l'OÉO pour notre centrale de cogénération de Sarnia, qui est entrée en vigueur au troisième trimestre de 2009.

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au gaz naturel, 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 annuel de 2009 pour de plus amples renseignements sur nos activités du secteur International.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin (GWh)	Semestre terminé le 30 juin (GWh)
Production de 2009	1 380	5 030
Répartition économique à la centrale thermique de Centralia	978	978
Expiration du contrat à Saranac	(214)	(357)
Hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	(303)	(303)
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(100)	(178)
Baisse de la production des centrales géothermiques	(53)	(93)
Hausse (baisse) de la production des centrales alimentées au gaz naturel	23	(11)
Divers	(3)	(4)
Production de 2010	1 708	5 062

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Marge brute de 2009	124	277
Expiration du contrat à Saranac	(19)	(42)
Taux de change défavorables	(11)	(29)
Répartition économique à la centrale thermique de Centralia	(5)	(5)
Fluctuations de l'évaluation à la valeur de marché	(3)	(3)
Hausse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(1)	(3)
Établissement de prix favorables	18	16
Divers	(1)	(1)
Marge brute de 2010	102	210

Le contrat à long terme conclu entre notre centrale de 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 était amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, la dotation aux amortissements a fait l'objet d'une diminution correspondante de 5 millions de dollars et 13 millions de dollars en raison de ce niveau de production plus faible respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010. De plus, comme une partie de la centrale est détenue par un tiers, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a également baissé. L'incidence de l'expiration de ce contrat sur le bénéfice net avant impôts et taxes correspond à une régression d'environ 7 millions de dollars et 10 millions de dollars respectivement pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 ont reculé comparativement à la période correspondante de 2009, surtout en raison du nombre moins élevé d'interruptions planifiées et des taux de change favorables, en partie contrebalancés par l'acquisition de Canadian Hydro.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 sont présentés ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Dotation aux amortissements de 2009	113	224
Réduction des coûts de mise hors service à la centrale de Wabamun	-	(14)
Expiration du contrat à long terme à Saranac	(5)	(13)
Taux de change favorables	(4)	(10)
Variation de la durée de vie utile	(7)	(12)
Augmentation des actifs attribuable surtout à l'acquisition de Canadian Hydro	16	36
Divers	-	1
Dotation aux amortissements de 2010	113	212

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *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 d'une marge brute positive tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR») est une mesure clé des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques.*

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques est responsable de la gestion de certaines activités commerciales liées à nos actifs de production existants. Ce secteur gère aussi la capacité de production marchande disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en utilisant des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel, de charbon et de capacité de transport. Les résultats de ces activités sont inclus dans le secteur Production.

Pour une analyse plus approfondie des activités du secteur Opérations sur les produits énergétiques, se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport annuel de 2009.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques sont comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Marge brute	-	15	14	30
Exploitation, entretien et administration	4	10	8	16
Amortissement	1	-	1	1
Recouvrement des coûts intersectoriels	(2)	(8)	(3)	(16)
Charges d'exploitation	3	2	6	1
(Perte) bénéfice d'exploitation	(3)	13	8	29

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, la marge brute a accusé un recul par rapport à la même période de 2009 en raison d'une réduction des marges dans la région de l'est liée à un recul des marges découlant des stratégies régionales adoptées au chapitre des écarts des restrictions liées à la congestion du réseau d'électricité. Les positions dans la région de l'ouest ont subi l'incidence négative des précipitations de juin et les répercussions de la baisse des prix du marché qui en a découlé, compensées en partie par la volatilité des prix sur le marché de l'Alberta et le maintien de positions rentables.

Pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et les coûts intersectoriels ont diminué en regard de la période correspondante de 2009, en raison des coûts de soutien précédemment constatés dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et recouverts au moyen des coûts intersectoriels comptabilisés directement dans le secteur Production en 2010.

INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette	61	43	118	86
Intérêts créditeurs provenant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens	(14)	-	(14)	-
Intérêt capitalisé	(13)	(9)	(22)	(17)
Intérêts créditeurs	(1)	(1)	(1)	(3)
Intérêts débiteurs nets	33	33	81	66

La variation des intérêts débiteurs nets pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 est illustrée ci-après :

	Trimestre terminé le 30 juin	Semestre terminé le 30 juin
Intérêts débiteurs nets de 2009	33	66
Hausse de la dette	24	45
Intérêts créditeurs provenant de la résolution de certaines questions fiscales en suspens	(14)	(14)
Taux de change favorables	(3)	(8)
Hausse de l'intérêt capitalisé	(4)	(5)
Baisse des taux d'intérêt	(3)	(5)
Baisse des intérêts créditeurs	-	2
Intérêts débiteurs nets de 2010	33	81

AUTRES PRODUITS

Au cours du premier trimestre de 2009, nous avons réglé un différend commercial en suspens lié au placement que nous détenions auparavant au Mexique et constaté un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars. Au cours du deuxième trimestre de 2009, nous avons également comptabilisé un gain avant impôts et taxes de 1 million de dollars à la vente d'une participation de 17 % dans notre parc éolien de Kent Hills.

PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour le trimestre et semestre terminé le 30 juin 2010 a reculé respectivement de 3 millions de dollars et 12 millions de dollars, en raison surtout de la diminution du bénéfice de CE Generation, LLC («CE Gen») qui s'explique par l'expiration du contrat à long terme à notre centrale de Saranac.

IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur les bénéfices et des taux d'imposition effectifs sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	15	(26)	99	20
Règlement dun différend commercial	-	-	-	(7)
Variation de la durée de vie de composantes à Centralia	-	-	-	2
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison	15	(26)	99	15
Recouvrement d'impôts	(36)	(20)	(19)	(16)
Recouvrement d'impôts lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	30	-	30	-
Charge d'impôts sur le règlement d'un différend commercial	-	-	-	(1)
Charge d'impôts sur la variation de la durée de vie de composantes à Centralia	-	-	-	1
(Recouvrement) charge d'impôts compte non tenu des éléments non comparables	(6)	(20)	11	(16)
Taux d'imposition effectif sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison (%)	(40)	77	11	(107)

Le recouvrement d'impôts compte non tenu des éléments non comparables a reculé pour le trimestre terminé le 30 juin 2010, et la charge d'impôts compte non tenu des éléments non comparables a augmenté pour le semestre terminé le 30 juin 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009 en raison surtout de l'accroissement du bénéfice avant impôts et taxes.

Le taux d'imposition effectif sur le bénéfice (la perte) avant impôts sur les bénéfices aux fins de comparaison a régressé pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 et a grimpé pour le semestre terminé le 30 juin 2010, comparativement aux périodes correspondantes de 2009, essentiellement par suite de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le bénéfice et d'une variation de la composition des territoires où le bénéfice avant impôts et taxes est réalisé.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant indique les principales variations entre les bilans consolidés au 31 décembre 2009 et au 30 juin 2010 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(39)	Calendrier des paiements liés à l'exploitation et à la dette
Débiteurs	(49)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients
Impôts sur les bénéfices à recevoir	72	Montant à recevoir prévu lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens
Stocks	13	Baisse de la production aux installations alimentées au charbon
Créances à long terme	(49)	Maintenant incluses dans les impôts sur les bénéfices à recevoir
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	110	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	164	Ajout de capitaux, contrebalancé en partie par la dotation aux amortissements
Actifs incorporels	(14)	Dotation aux amortissements
Créditeurs et charges à payer	(78)	Calendrier des paiements et diminution des dépenses d'exploitation
Garanties reçues	26	Garanties recueillies auprès des contreparties liées à leurs obligations par suite d'une variation des prix à terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	295	Émission de billets de premier rang de 300 \$ US, contrebalancée en partie par les remboursements d'autres dettes à long terme
Passifs de gestion du risque (à court et à long terme)	(38)	Variations des prix
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(26)	Rajustement des coûts estimatifs de la mise hors service de la centrale de Wabamun et change
Participations sans contrôle	(17)	Distributions en sus du bénéfice attribuable aux détenteurs de participations sans contrôle
Capitaux propres	46	Bénéfice net et variations des autres éléments du résultat étendu, contrebalancés en partie par les dividendes déclarés

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 7 afférente aux états financiers consolidés de notre rapport annuel de 2009 et à la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires au 30 juin 2010 et pour le trimestre et le semestre terminés à cette date pour des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2009 pour plus de renseignements sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2009.

Dans des cas restreints, le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Ces produits sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des PCGR. Les instruments financiers de niveau III ne sont pas négociés sur un marché actif, et la juste valeur est donc établie à l'aide de modèles d'évaluation ou d'hypothèses ou de données établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur des données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou les profils de la demande. Les justes valeurs sont validées chaque trimestre à l'aide d'autres hypothèses raisonnablement possibles à titre de données de techniques d'évaluation, et tout écart important est communiqué dans les notes afférentes aux états financiers.

Par suite de l'acquisition de Canadian Hydro, nous avons également conclu divers contrats dont la durée s'étend au-delà de cinq ans. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur doit être déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III et sont conclus à un prix donné avec des contreparties solvables.

Au 30 juin 2010, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable du passif (montant net) de 18 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2009).

ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 par rapport au trimestre et au semestre terminés le 30 juin 2009 :

Trimestres terminés les 30 juin	2010	2009	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	84	49	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	98	57	Accroissement du bénéfice au comptant de 90 millions de dollars, neutralisé en partie par des variations défavorables du fonds de roulement de 49 millions de dollars, imputables surtout au calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts que nous prévoyons recevoir avant la fin de l'exercice.
Activités d'investissement	(344)	(355)	Diminution du montant des garanties remboursées aux contreparties de 18 millions de dollars.
Activités de financement	207	304	Baisse des emprunts requis découlant d'un accroissement du bénéfice au comptant et d'une diminution du montant des garanties remboursées aux contreparties.
Conversion des liquidités en devises	(2)	(1)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	43	54	

Semestres terminés les 30 juin	2010	2009	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de l'exercice	82	50	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	272	140	Accroissement du bénéfice au comptant de 89 millions de dollars et variations du fonds de roulement de 43 millions de dollars attribuables à des mouvements favorables des stocks et au calendrier des paiements liés à l'exploitation, neutralisés en partie par le calendrier de réception de certains recouvrements d'impôts que nous prévoyons recevoir avant la fin de l'exercice.
Activités d'investissement	(397)	(292)	Diminution du montant des garanties reçues de contreparties de 94 millions de dollars.
Activités de financement	89	156	Baisse des emprunts découlant d'un accroissement du bénéfice au comptant et des variations favorables du fonds de roulement, contrebalancés en partie par des réductions des garanties reçues.
Conversion des liquidités en devises	(3)	-	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de l'exercice	43	54	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque d'illiquidité découle de notre capacité à combler nos besoins généraux de financement, à mener des activités de négociation et de couverture et à gérer les actifs, les passifs et la structure du capital de la société. Nous gérons le risque d'illiquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations à mesure qu'elles deviennent exigibles, et ce, d'une façon rentable.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie d'exploitation, les emprunts en vertu de nos facilités de crédit à long terme et les titres d'emprunt à long terme émis dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis. Nous utilisons surtout les fonds pour les charges d'exploitation, les dépenses en immobilisations, les dividendes, les distributions aux associés sans contrôle, le versement des intérêts sur les titres d'emprunt et le remboursement du capital.

Dette

La dette avec et sans recours a totalisé 4,7 milliards de dollars au 30 juin 2010 comparativement à 4,4 milliards de dollars au 31 décembre 2009. La dette totale a augmenté par rapport au 31 décembre 2009 en raison surtout des dépenses en immobilisations liées à la croissance et des variations défavorables du fonds de roulement.

Facilités de crédit

Au 30 juin 2010, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (0,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009) disponible, assorties des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2010, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,3 milliard de dollars (1,4 milliard de dollars au 31 décembre 2009), ce qui correspondait à des retraits réels de 1,0 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2009) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2009). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2012, le solde

comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre le quatrième trimestre de 2011 et 2013. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

Capital social

Le 28 juillet 2010, nous avons 220 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 30 juin 2010, nous avons 218,8 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2010, 0,2 million d'actions ordinaires (néant au 30 juin 2009) ont été émises pour un produit de 3 millions de dollars (néant au 30 juin 2009). Au cours du semestre terminé le 30 juin 2010, 0,4 million d'actions ordinaires (0,2 million d'actions ordinaires au 30 juin 2009) ont été émises pour un produit de 4 millions de dollars (néant au 30 juin 2009).

Au cours du trimestre, la société a émis 0,2 million d'actions ordinaires pour un produit de 3 millions de dollars en vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions de la société.

Au cours des trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires avant son expiration le 6 mai 2010.

Nous avons recours à divers régimes de rémunération à base d'actions pour aligner les objectifs des employés et ceux de la société. Au 30 juin 2010, nous avons attribué 2,3 millions d'options sur actions en cours à des employés (1,5 million d'options sur actions au 31 décembre 2009), compte tenu des 0,9 million d'options sur actions attribuées le 1^{er} février 2010 à un prix d'exercice de 22,46 \$, soit le dernier prix de vente des lots réguliers d'actions à la Bourse de Toronto la veille du jour où les options ont été attribuées, pour les employés canadiens, et de 20,75 \$ US, soit le prix de vente de clôture à la Bourse de New York à la même date, pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2011 et expireront après dix ans. Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2010, un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,1 million d'options ont été annulées le 30 juin 2009). Au cours du trimestre et du semestre terminés le 30 juin 2010, un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,1 million d'options sont venues à échéance et 0,1 million d'options ont été annulées le 30 juin 2009).

Contrats de garantie

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 30 juin 2010, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 318 millions de dollars (334 millions de dollars au 31 décembre 2009) et des garanties au comptant de 28 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2009). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos bilans consolidés aux postes Passifs de gestion du risque et Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

Canada

Le 23 juin 2010, le gouvernement du Canada a annoncé un plan visant à réglementer les émissions de GES provenant du secteur des centrales alimentées au charbon. Le plan entrera en vigueur en 2015 et exige que les centrales existantes alimentées au charbon respectent une norme de rendement relative aux émissions de gaz naturel avant leur 45^e année d'entrée en service ou

avant que leur CAÉ arrive à échéance, selon la plus longue de ces deux périodes. Si les centrales alimentées au charbon ne respectent pas cette norme d'ici là, elles devront cesser leurs activités. Entre-temps, les centrales ne sont assujetties à aucuns frais en matière de conformité aux normes du gouvernement fédéral relatives aux émissions de GES.

Bien que ces plans apportent un éclairage, sur le plan de la réglementation, pour la prise de décisions futures liées aux immobilisations, il reste certaines questions à résoudre, y compris la façon dont les coûts de transition seront recouverts par les producteurs, les incidences sur les CAÉ de l'Alberta, les normes limitant les émissions pour les centrales alimentées au gaz naturel et la manière dont le CSC continuera d'être soutenu. L'incidence de cette proposition sur le marché déréglementé de l'Alberta et la structure des CAÉ doit également être prise en compte. Ces questions font actuellement l'objet de discussions avec les gouvernements fédéral et provinciaux.

États-Unis

Aux États-Unis, l'orientation future relative aux changements climatiques n'a pas été définie et pourrait demeurer non résolue. Des initiatives législatives au Sénat continuent d'émerger mais n'ont pas encore été adoptées. Nous ne prévoyons pas avoir d'autres éclaircissements sur ces initiatives d'ici 2011. Le Canada continue d'affirmer qu'il suivra l'exemple des États-Unis ainsi que son calendrier dans tous les secteurs sauf pour les centrales alimentées au charbon.

Le 21 juin 2010, l'U.S. Environmental Protection Agency («EPA») a publié des règlements provisoires sur le traitement et l'élimination des cendres de houille dans des bassins de stockage. Ce règlement ne devrait pas toucher notre centrale de Centralia, puisqu'elle n'est pas équipée de bassins de stockage et que la majeure partie des cendres produites à Centralia est vendue comme sous-produit.

Le 18 juin 2010, nous avons finalisé notre entente négociée avec l'État de Washington portant sur la gestion des émissions d'oxyde d'azote et de mercure. Nous croyons que nous sommes bien positionnés pour respecter les exigences et échéances prévues à l'entente. Par ailleurs, le 26 avril 2010, nous avons signé un protocole d'entente avec l'État de Washington visant l'élaboration d'une entente de réduction des émissions de GES de la centrale de Centralia et la fourniture d'une capacité de remplacement d'ici 2025. Ces mesures sont conformes au décret du gouverneur de l'État visant à réduire les émissions de GES de la centrale d'environ 50 % par rapport aux niveaux actuels d'ici là.

De récentes modifications apportées à la réglementation en matière d'environnement pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nous. Comme il est indiqué à la rubrique «Facteur de risque» de notre notice annuelle, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales, ainsi qu'aux modifications apportées à ces exigences ou aux responsabilités qui en découlent, qui pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

PERSPECTIVES POUR 2010

En 2010, nous prévoyons une croissance d'environ 10 % du résultat par action aux fins de comparaison d'après les facteurs importants décrits ci-dessous.

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

D'ici la fin de 2010, les prix de l'électricité devraient demeurer aux niveaux de 2009 ou légèrement au-dessus en raison des bas prix du gaz naturel. En Alberta, les facteurs fondamentaux du marché à plus long terme demeurent solides, et la production accrue des sables bitumineux devrait stimuler la croissance de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, le relèvement des prix

du gaz naturel dépendra dans une large mesure de celui des prix du gaz naturel et de la reprise de l'économie. Les prix du gaz naturel devraient demeurer bas en 2011 et 2012.

Législation environnementale

L'annonce faite par le gouvernement du Canada, le 23 juin 2010, à l'égard d'un plan visant à réglementer les émissions de GES pour les centrales alimentées au charbon apporte des précisions sur la réglementation de nos installations alimentées au charbon dans l'avenir. La mise au point des règlements relatifs aux émissions de GES pour les centrales alimentées au charbon est prévue en 2011. Pour ce qui est des autres secteurs d'énergie au Canada, le gouvernement fédéral a annoncé son intention de coordonner le calendrier et la structure de son cadre réglementaire des émissions de GES avec les États-Unis. Aux États-Unis, il n'est pas clair si la législation sur les changements climatiques aura préséance sur la réglementation devant être mise en application par l'EPA. 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 pour nos activités futures.

Environnement économique

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

Nous continuons de gérer le risque de crédit lié aux contreparties 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 note de première qualité.

Exploitation

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter d'ici la fin de 2010 en raison surtout de la mise en service de la centrale Kent Hills 2. La production globale pour 2010 devrait progresser en raison de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble de nos centrales et de l'acquisition de Canadian Hydro, compensées en partie par la mise hors service de Wabamun. La disponibilité pour 2010 devrait s'accroître du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble de nos centrales, et la disponibilité globale pour 2010 devrait se situer entre 89 % et 90 %. La baisse de la disponibilité par rapport aux estimations reflète l'incidence anticipée de l'interruption des activités à l'unité 3 de la centrale de Sundance.

Couverture du prix des produits de base

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, 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 quatrième exercice. À la fin du deuxième trimestre, environ 92 % de notre capacité de 2010 était assujettie à des contrats. En 2010, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme se situe dans une fourchette 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 hausses de coûts imputables à l'enlèvement accru de morts-terrains, à l'inflation, aux dépenses en immobilisations et aux 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 augmenter de 5 % à 10 % par rapport à l'exercice précédent, du fait de l'amortissement accru découlant des dépenses en immobilisations liées aux mines et de l'augmentation du coût 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 sensiblement le même qu'en 2009.

Nous achetons 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 classique en Amérique du Nord devrait réduire la volatilité annuelle des prix dans l'avenir et pourrait accroître les possibilités de couvrir le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel au moyen de contrats à plus long terme.

Nous suivons de près les risques auxquels les variations des prix de l'électricité et du combustible 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 devraient être légèrement inférieurs à ceux de 2009, car les frais liés à Canadian Hydro devraient être plus que contrebalancés par la diminution des travaux d'entretien planifié, les synergies opérationnelles et des mesures d'accroissement de la productivité. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé pour 2010 devraient fléchir surtout en raison d'une baisse des travaux d'entretien planifié et d'une augmentation de la capacité installée du fait de l'acquisition de Canadian Hydro.

Opérations sur les produits énergétiques

Le bénéfice provenant de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques 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 d'améliorer le bénéfice, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Pour 2010, notre objectif pour le secteur Opérations sur les produits énergétiques est une contribution à la marge brute variant entre 40 millions de dollars et 60 millions de dollars. L'objectif annuel de contribution à la marge brute pour le secteur Opérations sur les produits énergétiques a reculé par rapport aux estimations antérieures afin de tenir compte des résultats du deuxième trimestre.

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 également des charges libellées en devises, y compris des intérêts débiteurs, qui contrebalancent dans une large mesure nos produits nets libellés en devises.

Intérêts débiteurs nets

Les intérêts débiteurs nets de 2010 devraient être plus élevés qu'en 2009 en raison surtout de la hausse des soldes des dettes. 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 afin de nous assurer de disposer de liquidités suffisantes pour satisfaire nos besoins.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées dans les conventions et estimations comptables critiques de notre rapport de gestion annuel de 2009, sont fondées sur notre environnement et nos perspectives économiques actuels. Bien que nous ne prévoyions pas, à l'heure actuelle, que des modifications importantes seront apportées aux estimations, 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 futurs, car ils sont généralement établis selon les prix prévus aux contrats.

Impôts sur les bénéfices

Le taux d'imposition effectif pour 2010, compte non tenu des recouvrements liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, devrait se situer entre 20 % et 25 % environ.

Dépenses en immobilisations

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

Dépenses en immobilisations de croissance

Nous avons six importants projets de croissance en cours actuellement, dont les dates d'achèvement vont du quatrième trimestre de 2010 au quatrième trimestre de 2012. Ces importants projets sont décrits sommairement ci-après :

Projet	Total des projets		2010		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Keephills 3	988	833	225 - 245	126	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
Summerview 2	123	117	15 - 25	11	Début de l'exploitation commerciale au T1 2010	Expansion du parc éolien de 66 MW de Summerview dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	3	0 - 5	2	T4 2011	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de la centrale de Keephills	34	3	5 - 10	2	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Ardenville	135	99	95 - 105	72	T1 2011	Parc éolien de 69 MW dans le sud de l'Alberta
Bone Creek	48	18	40 - 45	14	T1 2011	Centrale hydroélectrique de 18 MW en Colombie-Britannique
Kent Hills 2	100	61	80 - 85	43	T4 2010	Expansion de 54 MW de notre parc éolien au Nouveau-Brunswick
Total de la croissance	1 462	1 134	460 - 520	270		

Nos dépenses estimatives en 2010 pour l'unité 1 de la centrale de Keephills ont diminué de 5 millions de dollars et nos dépenses estimatives en 2010 pour l'unité 2 de la centrale de Keephills ont augmenté de 5 millions de dollars afin de refléter avec plus de précision le calendrier prévu des coûts connexes. Les dépenses estimatives totales en 2010 pour des projets d'immobilisations de croissance n'ont pas changé.

Les montants présentés dans le tableau ci-dessus sont indiqués déduction faite des contributions reçues de coentreprises.

1) Représentent les montants engagés au 30 juin 2010, y compris l'incidence des couvertures des 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	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour ¹
Dépenses en immobilisations courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	120 - 140	63
Dépenses en immobilisations liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	10 - 15	5
Matériel minier et achat de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	20 - 25	2
Travaux d'entretien planifié	Calendrier des importants travaux d'entretien	125 - 140	73
Total des dépenses en immobilisations de maintien		275 - 320	143

Le coût prévu du matériel minier et de l'achat de terrains a diminué en comparaison des estimations antérieures afin de tenir compte du report de certains achats en 2011. Le coût prévu des travaux d'entretien planifié a baissé par rapport aux estimations antérieures afin de tenir compte de l'échéancier prévu des travaux d'entretien planifié, surtout à nos centrales alimentées au gaz naturel.

Les détails du programme d'entretien planifié de 2010 sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz	Énergies renouvelables	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour ¹
Capitalisées	70 - 75	30 - 35	25 - 30	125 - 140	73
Passées en charges	65 - 70	0 - 5	-	65 - 75	39
	135 - 145	30 - 40	25 - 30	190 - 215	112

	Charbon	Gaz	Énergies renouvelables	Dépenses à Total	Dépenses à ce jour ¹
GWh perdus	2 465 - 2 475	160 - 170	-	2 625 - 2 645	1 968

Le coût prévu du charbon a augmenté en regard des estimations antérieures afin de mieux refléter les coûts réels qui devraient être engagés relativement à l'arrêt des activités de l'unité 4 de notre centrale de Sundance aux fins d'un entretien majeur. Les prévisions relatives à la perte de GWh en ce qui a trait au charbon sont plus élevées que les estimations antérieures afin de mieux tenir compte de l'envergure accrue des travaux à la centrale thermique de Centralia et des prévisions pour le reste de l'exercice.

Le coût prévu et les prévisions relatives à la perte de GWh en ce qui a trait au gaz naturel sont moins élevés que les estimations antérieures afin de refléter le calendrier prévu des travaux d'entretien planifié à nos centrales alimentées au gaz naturel.

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. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et de maintien ne devraient pas être touchés par l'environnement économique actuel en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre situation financière et du montant en capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

1) Montants engagés au 30 juin 2010.

OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 30 juin 2010, TAGP avait reçu 57 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour des livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon lorsque TAGP commencera à livrer du charbon dans le cadre de la mise en service des activités.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une de nos filiales, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), a conclu divers swaps sur transport avec TAGP. TAGP exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour deux de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel des swaps, exprimé en volume de gaz, est égal au total des expéditions de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. Nous avons conclu un contrat en sens inverse et, par conséquent, avons limité le risque au risque lié aux contreparties.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

Conversion aux Normes internationales d'information financière («IFRS»)

Le 8 mai 2009, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé de nouveau que les états financiers intermédiaires et annuels des périodes ouvertes à partir du 1^{er} janvier 2011 devront être présentés selon les IFRS, avec les informations financières comparatives appropriées pour 2010. Notre projet de conversion aux IFRS comprend les phases suivantes :

Phase	Description	État d'avancement
Évaluation diagnostique	Analyse approfondie et établissement des écarts entre les PCGR du Canada et les IFRS.	Terminée
Conception et planification	Des équipes interfonctionnelles spécialisées analysent les principaux secteurs de convergence et, en collaboration avec des ressources en contrôle interne et en technologies de l'information, déterminent les modifications à apporter aux processus, aux systèmes et aux contrôles à l'égard de l'information financière en vue de la conversion aux IFRS.	Terminée
Élaboration de solutions	Élaboration de plans visant à s'attaquer aux problèmes de conversion relevés et mise à l'essai de ces plans dans un environnement contrôlé. Mise en œuvre de programmes de formation et de plans de communication internes à l'intention des employés afin de communiquer tout changement aux processus découlant de la conversion aux IFRS.	En cours
Mise en œuvre	Mise en œuvre des processus requis pour assurer la présentation selon les deux régimes de normes en 2010 et la pleine convergence en 2011 dans un milieu réel, incluant la gestion des changements pour une transition efficace à un état stable.	En cours

Un comité directeur surveille les progrès et les décisions critiques liés au passage aux IFRS et continue de se réunir régulièrement. Ce comité comprend des représentants des équipes des finances, des technologies de l'information, de la trésorerie, des relations avec les investisseurs, des ressources humaines et de l'exploitation. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques.

Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel similaire à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes au chapitre des conventions comptables qui doivent être prises en compte, et qui devraient avoir une incidence relativement modeste sur nos résultats financiers consolidés. En nous appuyant sur le travail que nous avons réalisé jusqu'à ce jour, les incidences des IFRS les plus importantes sur la société sont décrites ci-après :

Immobilisations corporelles

- Principale modification comptable : Les coûts des inspections importantes, qui sont actuellement passés en charges, seront capitalisés et amortis sur la période jusqu'à la prochaine inspection importante.
- Incidence sur l'état des résultats : Le bénéfice sera vraisemblablement moins volatil.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Augmentation des immobilisations corporelles, puisque les coûts des inspections importantes auparavant passés en charges seront capitalisés.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Les coûts des inspections importantes seront constatés dans les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement plutôt que dans les flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation.
- Autres différences : D'autres informations visant à rapprocher les changements sur le plan des catégories individuelles d'immobilisations corporelles et de l'amortissement cumulé devront être présentées.

Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

- Principale modification comptable : Les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont réévaluées à la fin de chaque période au moyen du taux d'intérêt courant du marché plutôt qu'au moyen des taux historiques.
- Incidence sur l'état des résultats : La charge de désactualisation sera classée à titre de coût financier en vertu des IFRS plutôt qu'à titre de charge d'exploitation en vertu des PCGR du Canada, et les réévaluations donneront lieu à des écarts par rapport aux montants passés en charges chaque période sur la durée de vie de l'actif à restaurer.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : En raison des différences au titre des taux d'actualisation, le solde d'ouverture des obligations liées à la mise hors service d'immobilisation sera différent.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Aucune.

Régimes de retraite à prestations déterminées

- Principale modification comptable : Tous les gains et pertes actuariels liés aux régimes à prestations déterminées seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu.
- Incidence sur l'état des résultats : Rien d'important à signaler.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Comptabilisation de pertes actuarielles cumulatives nettes d'environ 78 millions de dollars (après impôts) dans les bénéfices non répartis d'ouverture.
- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Aucune.

Ententes visant des baux

- Principale modification comptable : Toutes les ententes contractuelles seront évaluées afin de déterminer si elles contiennent un bail.
- Incidence sur l'état des résultats : Pour les contrats considérés comme des baux, les paiements reçus en vertu du contrat seront comptabilisés à titre de coût financier. L'incidence sur le bénéfice net ne devrait pas être importante.
- Incidence sur le bilan au moment de la transition aux IFRS : Pour certains contrats à long terme considérés comme des contrats de location-financement, les immobilisations corporelles connexes seront retirées des bilans consolidés et

remplacées par des créances à long terme représentant la valeur actualisée des versements au titre des baux à recevoir sur la durée de vie du contrat.

- Incidence sur l'état des flux de trésorerie : Les paiements reçus en vertu du contrat seront comptabilisés à titre de flux de trésorerie de financement plutôt que de flux de trésorerie d'exploitation.

Plusieurs options sont prévues en vertu de la norme IFRS 1, *Première adoption des Normes internationales d'information financière*, pour faciliter le passage aux IFRS. À l'heure actuelle, nous prévoyons utiliser plusieurs options qui auront les incidences suivantes :

- Les pertes latentes cumulatives découlant de la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes, de 63 millions de dollars, seront ramenées à zéro;
- Les paiements fondés sur les actions ne s'appliqueront qu'aux instruments de capitaux propres en cours au moment de la transition qui ont été attribués le 7 novembre 2002 ou après cette date, et dont les droits n'avaient pas été acquis à la date de transition;
- Les regroupements d'entreprises qui sont survenus avant le 1^{er} janvier 2010 continueront d'être évalués et comptabilisés selon les PCGR du Canada;
- Toutes les catégories d'immobilisations corporelles et d'actifs incorporels seront évaluées au coût et non à la juste valeur;
- Nous utiliserons une méthode simplifiée pour recalculer le coût de démantèlement des actifs inclus dans les immobilisations corporelles;
- Nous n'ajusterons pas les intérêts déjà capitalisés dans les immobilisations corporelles en vertu des PCGR du Canada; et
- Les montants déjà capitalisés dans les immobilisations corporelles en vertu des PCGR du Canada au cours de la période où la société exerçait ses activités dans un contexte de réglementation des tarifs ne seront pas retraités.

Cependant, tout en mettant en œuvre la double présentation de l'information en 2010, nous continuons d'évaluer ces options transitoires et d'autres options offertes en vertu de la norme IFRS 1, ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées disponibles en vertu d'autres IFRS.

En 2010, l'International Accounting Standards Board («IASB») devrait publier une nouvelle ligne directrice sur la comptabilisation des coentreprises. En vertu de la ligne directrice proposée, certaines coentreprises ne peuvent être comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle et doivent donc être comptabilisées à titre de placements en capitaux propres aux bilans consolidés, et le bénéfice net ou la perte nette connexe de ces coentreprises doit être constaté à titre de quote-part du bénéfice à l'état des résultats consolidé. De plus, les flux de trésorerie échangés entre les parties doivent être pris en compte dans la section des flux de trésorerie d'investissement des états des flux de trésorerie consolidés.

Pour le moment, nous ne prévoyons pas que d'autres nouvelles normes ou modifications importantes s'appliqueront lors de la convergence en 2011. Cependant, l'avancement et les recommandations d'autres projets de l'IASB touchant les instruments financiers, les avantages postérieurs à l'emploi, la présentation des états financiers, la comptabilisation des produits et les baux sont surveillés de près afin de s'assurer que les conséquences néfastes sur la convergence sont relevées et réduites au minimum. Par conséquent, l'incidence de l'adoption des IFRS sur notre situation financière et nos résultats futurs ne peut être établie de manière raisonnable pour le moment.

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, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation ou comme des mesures plus

efficaces que le bénéfice net ou les flux de trésorerie d'exploitation, ainsi qu'ils sont calculés selon les PCGR du Canada, aux fins 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 (de la perte nette)

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	582	585	1 308	1 341
Combustible et achats d'électricité	229	239	551	614
Marge brute	353	346	757	727
Exploitation, entretien et administration	172	207	332	381
Amortissement	118	118	222	235
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	8	7	14	12
Charges d'exploitation	298	332	568	628
Bénéfice d'exploitation	55	14	189	99
Gain de change	-	2	3	3
Intérêts débiteurs nets	(33)	(33)	(81)	(66)
Autres produits	-	1	-	8
Bénéfice (perte) avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	22	(16)	111	44
Participations sans contrôle	7	10	12	24
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	15	(26)	99	20
Recouvrement d'impôts	(36)	(20)	(19)	(16)
Bénéfice net (perte nette)	51	(6)	118	36

Bénéfice (perte) 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. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Pour calculer les bénéfices aux fins de comparaison pour 2010, nous avons exclu l'incidence des recouvrements d'impôts liés à la résolution de certaines questions fiscales en suspens, parce qu'ils ne se rapportent pas aux bénéfices de la période où ils ont été présentés.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2009, nous excluons le règlement d'un papier commercial en souffrance 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 aussi été exclue du calcul du bénéfice aux fins de comparaison en 2009, puisqu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon de Centralia et à la consommation de charbon fourni uniquement par des tiers.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net (perte nette)	51	(6)	118	36
Recouvrement d'impôts lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	(30)	-	(30)	-
Règlement d'un différend commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(6)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	1
Bénéfice (perte) aux fins de comparaison	21	(6)	88	31
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	219	198	219	198
Résultat par action aux fins de comparaison	0,10	(0,03)	0,40	0,16

BAIIA

La présentation du BAIIA d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le 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.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice d'exploitation	55	14	189	99
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, selon les états des flux de trésorerie consolidés	5	6	10	12
Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés ¹	122	122	232	243
BAIIA	182	142	431	354

Fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie d'exploitation

La présentation des fonds provenant de l'exploitation et des flux de trésorerie d'exploitation d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, avant et après les variations du fonds de roulement, et facilite l'évaluation des variations de flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes précédentes. Les flux de trésorerie par action sont calculés en fonction du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Fonds provenant de l'exploitation	184	94	374	285
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	(86)	(37)	(102)	(145)
Flux de trésorerie d'exploitation	98	57	272	140
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	219	198	219	198
Flux de trésorerie d'exploitation par action	0,45	0,29	1,24	0,71

1) Dans le calcul du BAIIA, nous utilisons l'amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés pour 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.

Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités générées par notre entreprise 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 additionnels ou racheter des actions ordinaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien pour le trimestre terminé le 30 juin 2010 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 194 millions de dollars (193 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance¹. Pour la période correspondante en 2009, nous avons investi 172 millions de dollars (168 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009, nous avons investi respectivement 275 millions de dollars (270 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) et 234 millions de dollars (225 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Flux de trésorerie d'exploitation	98	57	272	140
Ajouter (déduire) :				
Dépenses en immobilisations de maintien	(98)	(109)	(143)	(178)
Dividendes sur actions ordinaires	(64)	(57)	(123)	(111)
Distributions versées sur les participations sans contrôle des filiales	(15)	(17)	(29)	(33)
Remboursements de la dette sans recours ²	(13)	(17)	(13)	(18)
Autres produits	-	(1)	-	(8)
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)	(92)	(144)	(36)	(208)

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 affaires.

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Produits	666	763	726	582
Bénéfice net	66	79	67	51
Résultat de base et dilué par action	0,34	0,37	0,31	0,23
Résultat par action aux fins de comparaison	0,34	0,40	0,31	0,10
	T3 2008	T4 2008	T1 2009	T2 2009
Produits	791	808	756	585
Bénéfice net (perte nette)	61	94	42	(6)
Résultat de base et dilué par action	0,31	0,47	0,21	(0,03)
Résultat par action aux fins de comparaison	0,32	0,40	0,18	(0,03)

1) Le calcul des dépenses en immobilisations de maintien pour le trimestre et le semestre terminés le 30 juin 2010 exclut également l'incidence des couvertures de projets.

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

Le résultat de base et dilué par action et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions en circulation pendant la période. Ainsi, la somme des résultats par action pour les quatre trimestres représentant l'année civile peut parfois différer du résultat par action annuel.

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucune modification ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef des finances ont attesté que, au 30 juin 2010, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent rapport de gestion, 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 ainsi que sur des hypothèses fondées sur l'information disponible au moment où les hypothèses sont formulées et 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 rapport de gestion 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, ainsi que 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 relativement 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 ainsi que 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 les fluctuations 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 liés aux opérations sur les produits énergétiques; 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» de notre rapport 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 du présent document. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient 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 part)

Non vérifié	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Produits	582	585	1 308	1 341
Combustible et achats d'électricité	229	239	551	614
	353	346	757	727
Exploitation, entretien et administration	172	207	332	381
Amortissement (note 21)	118	118	222	235
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	8	7	14	12
	298	332	568	628
	55	14	189	99
Gain de change	-	2	3	3
Intérêts débiteurs nets (notes 5 et 11)	(33)	(33)	(81)	(66)
Autres produits (note 3)	-	1	-	8
Bénéfice (perte) avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices	22	(16)	111	44
Participations sans contrôle (note 4)	7	10	12	24
Bénéfice (perte) avant impôts sur les bénéfices	15	(26)	99	20
Recouvrement d'impôts (note 5)	(36)	(20)	(19)	(16)
Bénéfice net (perte nette)	51	(6)	118	36
Bénéfices non répartis				
Solde d'ouverture	638	673	634	688
Dividendes sur actions ordinaires	64	57	127	114
Solde de clôture	625	610	625	610
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	219	198	219	198
Résultat net par action, de base et dilué	0,23	(0,03)	0,54	0,18

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
BILANS CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	30 juin 2010	31 décembre 2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 6)	43	82
Débiteurs (notes 6 et 19)	372	421
Garanties versées (notes 6 et 7)	28	27
Charges payées d'avance	25	18
Actifs de gestion du risque (notes 6 et 7)	213	144
Impôts sur les bénéfices à recevoir (note 9)	111	39
Stocks (note 8)	103	90
	895	821
Créances à long terme (note 9)	-	49
Immobilisations corporelles		
Coût	11 716	11 721
Amortissement cumulé	(3 974)	(4 143)
	7 742	7 578
Écart d'acquisition (note 21)	434	434
Actifs incorporels	319	333
Actifs d'impôts futurs (note 2)	202	234
Actifs de gestion du risque (notes 6 et 7)	265	224
Autres actifs (note 10)	107	102
Total de l'actif	9 964	9 775
Créditeurs et charges à payer (note 6)	443	521
Garanties reçues (notes 6 et 7)	112	86
Passifs de gestion du risque (notes 6 et 7)	34	45
Impôts sur les bénéfices à payer	5	10
Passifs d'impôts futurs (note 2)	24	45
Dividendes à verser	65	61
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 6 et 11)	232	7
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 6 et 11)	22	24
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 12)	37	32
	974	831
Dette à long terme, avec recours (notes 6 et 11)	3 939	3 857
Dette à long terme, sans recours (notes 6 et 11)	544	554
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 12)	219	250
Crédits reportés et autres passifs à long terme	147	136
Passifs d'impôts futurs (note 2)	654	662
Passifs de gestion du risque (notes 6 et 7)	51	78
Participations sans contrôle (note 4)	461	478
Capitaux propres		
Actions ordinaires (notes 13 et 14)	2 178	2 169
Bénéfices non répartis (note 14)	625	634
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 14)	172	126
Total des capitaux propres	2 975	2 929
Total du passif et des capitaux propres	9 964	9 775
Éventualités (notes 17 et 19)		
Engagements (notes 6 et 18)		
Événements postérieurs à la date du bilan (note 24)		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Bénéfice net (perte nette)	51	(6)	118	36
Autres éléments du résultat étendu				
Gains (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	42	(124)	(8)	(62)
(Pertes) gains sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes ¹	(34)	74	2	31
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	1	25	117	214
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au bilan, déduction faite des impôts et taxes ³	(10)	(5)	7	(8)
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(45)	(33)	(72)	(57)
Autres éléments du résultat étendu	(46)	(63)	46	118
Résultat étendu	5	(69)	164	154

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts respectivement de 5 millions de dollars et néant pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010 (charges respectivement de 16 millions de dollars et 9 millions de dollars en 2009).

2) Déduction faite de la charge d'impôts respectivement de 1 million de dollars et 60 millions de dollars pour les trimestre et semestre terminés les 30 juin 2010 (charges respectivement de 6 millions de dollars et 98 millions de dollars en 2009).

3) Déduction faite du recouvrement d'impôts de 4 millions de dollars et de la charge de 2 millions de dollars respectivement pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010 (recouvrements respectivement de 2 millions de dollars et 3 millions de dollars en 2009).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts respectivement de 23 millions de dollars et 35 millions de dollars pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010 (recouvrements respectivement de 17 millions de dollars et 31 millions de dollars en 2009).

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres		Semestres	
	terminés les 30 juin	2009	terminés les 30 juin	2009
	2010		2010	2009
Activités d'exploitation				
Bénéfice net (perte nette)	51	(6)	118	36
Amortissement (note 21)	122	122	232	243
Gain à la vente d'équipement	(1)	-	(1)	-
Participations sans contrôle (note 4)	7	10	12	24
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 12)	5	6	10	12
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 12)	(10)	(8)	(15)	(16)
Impôts futurs (recouvrement)	6	(23)	17	(4)
Perte (gain) latent(e) de change	1	(8)	(2)	(11)
Perte latente découlant des activités de gestion du risque	3	-	-	-
Autres éléments hors caisse	-	1	3	1
	184	94	374	285
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation (note 22)	(86)	(37)	(102)	(145)
Flux de trésorerie d'exploitation	98	57	272	140
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(283)	(281)	(409)	(412)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	-	3	1
Produit de la vente de la participation sans contrôle dans Kent Hills (note 3)	-	29	-	29
Liquidités soumises à restrictions	-	(1)	-	(2)
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(14)	(8)	(21)	(14)
(Diminution) augmentation nette des garanties reçues des contreparties	(54)	(72)	26	120
Diminution (augmentation) nette des garanties versées aux contreparties	4	(2)	(2)	7
Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique (note 3)	-	-	-	(7)
Divers	2	(20)	6	(14)
Flux de trésorerie d'investissement	(344)	(355)	(397)	(292)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des facilités de crédit	298	194	(29)	118
Remboursement de la dette à long terme	(16)	(16)	(18)	(18)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 11)	-	200	301	200
Dividendes versés sur actions ordinaires	(64)	(57)	(123)	(111)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 13)	3	-	4	-
Pertes réalisées sur les instruments financiers	-	-	(17)	-
Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(15)	(17)	(29)	(33)
Divers	1	-	-	-
Flux de trésorerie de financement	207	304	89	156
Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement	(39)	6	(36)	4
Incidence de la conversion de liquidités en devises	(2)	(1)	(3)	-
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(41)	5	(39)	4
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	84	49	82	50
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	43	54	43	54
Impôts au comptant payés	12	9	19	32
Intérêts au comptant payés	37	51	54	66

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)

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

1. CONVENTIONS COMPTABLES

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

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

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

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

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables de l'exercice écoulé

Stocks

Au cours du deuxième trimestre, la société a modifié sa politique d'évaluation des stocks de produits de base détenus dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques afin de mieux refléter la nature des stocks sous-jacents et les objectifs du secteur d'activité. Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques sont maintenant évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente plutôt qu'au coût ou à la valeur de réalisation, si elle est inférieure. Les variations de la juste valeur moins les coûts de la vente sont comptabilisées dans le bénéfice net de la période de changement. L'incidence de cette modification sur les périodes actuelles et précédentes n'est pas importante. Par conséquent, la modification a été appliquée prospectivement, et les chiffres des périodes précédentes n'ont pas été retraités.

Modifications des estimations – Durée de vie utile

La direction a effectué un examen exhaustif de la durée de vie utile estimative de la totalité des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers de charbon compte tenu, entre autres, du programme d'entretien de TransAlta pendant le cycle de vie économique, de l'état existant des actifs, des progrès réalisés au titre des technologies de captage du carbone et d'autres technologies, ainsi que d'autres facteurs liés au marché.

La direction a effectué l'examen de ses centrales alimentées au charbon et de ses actifs miniers de charbon et a mis à jour la durée de vie utile estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Par conséquent, l'amortissement a été réduit respectivement de 7 millions de dollars et 12 millions de dollars pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010 par rapport aux périodes correspondantes de 2009. L'incidence estimative annuelle avant impôts et taxes de cette modification s'élève à 29 millions de dollars et se reflétera dans la dotation aux amortissements et le coût des ventes.

La direction continue d'effectuer un examen complet des autres actifs. Il sera tenu compte de tout autre rajustement découlant de cet examen au cours des périodes ultérieures.

Modifications comptables futures

Conversion aux Normes internationales d'information financière («IFRS»)

En 2005, le Conseil des normes comptables du Canada («CNC») a annoncé la convergence des normes comptables du Canada avec les IFRS. Le 8 mai 2009, le CNC a confirmé de nouveau que les états financiers intermédiaires et annuels des périodes ouvertes à partir du 1^{er} janvier 2011 devront être présentés selon les IFRS, avec les informations financières comparatives appropriées pour 2010. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada, il y a des différences importantes en ce qui a trait aux conventions comptables qui seront abordées dans le cadre du projet de conversion et qui ont été décrites plus en détail à la note 2 D) afférente aux états financiers annuels de la société. Au cours du deuxième trimestre de 2010, aucune nouvelle différence importante n'a été repérée.

Le projet, qui progresse comme prévu, aborde actuellement la phase de mise en œuvre des processus requis pour la présentation selon deux régimes de normes en 2010 et la phase d'élaboration et de mise en œuvre des solutions requises pour assurer une pleine convergence en 2011. Des équipes interfonctionnelles spécialisées ont été formées pour analyser l'incidence de l'adoption des IFRS et se concentrer sur l'élaboration et la mise en œuvre de solutions de convergence précises.

Un comité directeur, composé de représentants de la direction à l'échelle de la société, a été mis sur pied pour surveiller les progrès et les décisions critiques liés au passage aux IFRS. Ce comité se réunit régulièrement. Des mises à jour trimestrielles sont fournies au comité de vérification et des risques. La société continue d'évaluer l'incidence que l'adoption de ces normes aura sur les états financiers consolidés.

Chiffres correspondants

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

3. AUTRES PRODUITS

Au cours du deuxième trimestre de 2009, la société a vendu une participation de 17 % dans son projet de Kent Hills à Natural Forces Technologies Inc. («Natural Forces») pour un produit de 29 millions de dollars et a comptabilisé un gain avant impôts et taxes de 1 million de dollars. Au cours du premier trimestre de 2009, la société a réglé une émission commerciale en cours liée à la vente de son placement au Mexique et obtenu un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars.

4. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

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

Solde au 31 décembre 2009	478
Distributions versées	(29)
Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans le bénéfice net	12
Solde au 30 juin 2010	461

5. CHARGE (RECOUVREMENT) D'IMPÔTS

Les composantes de la charge (du recouvrement) d'impôts sont comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
(Recouvrement) charge d'impôts exigibles	(42)	3	(36)	(12)
Charge (recouvrement) d'impôts futurs	6	(23)	17	(4)
Recouvrement d'impôts	(36)	(20)	(19)	(16)

Au cours du trimestre, TransAlta a comptabilisé un recouvrement d'impôts de 30 millions de dollars lié à la résolution de certaines questions fiscales en cours. Les intérêts débiteurs ont aussi diminué de 14 millions de dollars par suite de recouvrements d'intérêts connexes (*note 11*). Le montant au comptant découlant de la résolution de ces questions fiscales devrait être reçu avant la fin de l'exercice.

6. INSTRUMENTS FINANCIERS

A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et évaluation

Les actifs financiers et les passifs financiers sont évalués régulièrement au coût, à la juste valeur ou au coût après amortissement. La rubrique « Instruments financiers et couvertures » de la note 1 F) afférente aux états financiers consolidés annuels de 2009 de la société décrit comment les instruments financiers sont évalués et comment les produits et charges, y compris les gains et pertes au titre de la juste valeur, sont constatés. Le tableau suivant présente les valeurs comptables et le classement des actifs financiers et des passifs financiers.

Valeur comptable des instruments financiers au 30 juin 2010

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	43	-	43
Débiteurs	-	-	372	-	372
Garanties versées	-	-	28	-	28
Actifs de gestion du risque					
À court terme	190	23	-	-	213
À long terme	261	4	-	-	265
Passifs financiers					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	443	443
Garanties reçues	-	-	-	112	112
Passifs de gestion du risque					
À court terme	16	18	-	-	34
À long terme	42	9	-	-	51
Dette à long terme, avec recours ¹	-	-	-	4 171	4 171
Dette à long terme, sans recours ¹	-	-	-	566	566

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2009

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	82	-	82
Débiteurs	-	-	421	-	421
Garanties versées	-	-	27	-	27
Actifs de gestion du risque					
À court terme	130	14	-	-	144
À long terme	219	5	-	-	224
Passifs financiers					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	521	521
Garanties reçues	-	-	-	86	86
Passifs de gestion du risque					
À court terme	28	17	-	-	45
À long terme	75	3	-	-	78
Dette à long terme, avec recours ¹	-	-	-	3 864	3 864
Dette à long terme, sans recours ¹	-	-	-	578	578

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

B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

I. Calculs des niveaux et classements

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

Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau I¹, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

Niveau II

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

Les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques se situant dans la catégorie de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours du marché rajustés dans les marchés actifs pour des facteurs propres aux actifs ou aux passifs, comme les écarts de base et les écarts liés à l'emplacement. La société inclut des instruments dérivés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme standardisés sur produits de base ainsi que des instruments dérivés dont les données sont validées par des cours des courtiers ou par d'autres fournisseurs de données de marché accessibles au public. Les justes valeurs de niveau II sont également déterminées en utilisant des techniques d'évaluation, comme les modèles d'évaluation des options et les formules de régression ou d'extrapolation, où les données sont déjà observables, y compris les prix des produits de base pour des actifs ou passifs semblables dans les marchés actifs, et les volatilités implicites des options.

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

1) En 2009, le secteur Opérations sur les produits énergétiques était défini comme étant le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.

Niveau III

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

Dans des cas restreints, le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des opérations sur des produits de base comportant des caractéristiques non standardisées pour lesquelles il n'y a pas de données du marché observables disponibles. Dans ces cas-là, les justes valeurs de niveau III sont établies en utilisant des techniques d'évaluation avec des données reposant sur les données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport, les profils de la demande pour des contrats non standardisés distincts et des produits structurés, et/ou les volatilités ainsi que les corrélations entre les produits provenant des prix historiques. Lorsque des opérations sur des produits de base se déroulent au cours de périodes où il n'y a pas de données du marché observables disponibles, un modèle de prévisions de prix fondamentaux mis au point en interne est utilisé dans l'évaluation.

Par suite de l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc., TransAlta détient aussi divers contrats ayant une durée s'étirant sur plus de cinq ans. Comme les prévisions de prix à terme ne sont pas disponibles pour la durée complète de ces contrats, leur valeur est déterminée à partir d'une prévision reposant sur une combinaison de modèles fondamentaux externes et internes, y compris l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III et sont conclus à un prix donné avec des contreparties solvables.

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

Opérations sur les produits énergétiques

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et des passifs nets de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours du semestre terminé le 30 juin 2010 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2009	-	297	(27)	-	-	1	-	297	(26)
Variations attribuables aux :									
Variations du cours du marché pour les contrats existants	-	123	11	-	(1)	(1)	-	122	10
Variations du cours du marché pour les nouveaux contrats	-	20	-	2	(2)	1	2	18	1
Contrats réglés	-	(80)	(3)	-	1	-	-	(79)	(3)
Variation des taux de change	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cessions au sein/hors du niveau III	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2010	-	360	(19)	2	(2)	1	2	358	(18)
Information additionnelle sur le gain – Niveau III :									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu			8			-			8
Gain réalisé inclus dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices			3			-			3
Gain (perte) latent(e) inclus(e) dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices lié aux actifs nets détenus au 30 juin 2010			-			-			-

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et des passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production.

On estime que l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées au 30 juin 2010 est de +/- 18 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2009). Lorsqu'un modèle de prévisions de prix fondamentaux mis au point en interne est utilisé, d'autres prévisions de prix fondamentaux raisonnables provenant de consultants externes sont incluses dans l'estimation. Dans des cas restreints, certains contrats sont assortis d'une durée qui s'étend au-delà de cinq ans, de sorte que leur évaluation doit faire l'objet d'une extrapolation, car, en raison de leur durée, d'autres modèles de prévisions de prix fondamentaux raisonnables ne peuvent être établis.

La variation totale de la juste valeur pour des actifs financiers et des passifs financiers de niveau III détenus au 30 juin 2010, qui a été constatée dans le bénéfice avant impôts et taxes pour le semestre terminé le 30 juin 2010, correspond à un montant de néant (néant au 30 juin 2009).

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

		2010	2011	2012	2013	2014	2015 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	68	159	111	22	-	-	360
	Niveau III	-	3	-	-	-	(22)	(19)
Autres que de couverture	Niveau I	2	-	-	-	-	-	2
	Niveau II	(1)	(3)	-	2	-	-	(2)
	Niveau III	1	-	-	-	-	-	1
Total par niveau	Niveau I	2	-	-	-	-	-	2
	Niveau II	67	156	111	24	-	-	358
	Niveau III	1	3	-	-	-	(22)	(18)
Total des actifs (passifs) nets		70	159	111	24	-	(22)	342

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement, au cours du semestre terminé le 30 juin 2010 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2009	-	(24)	-	-	(2)	-	-	(26)	-
Variations attribuables aux :									
Variations du cours du marché pour les contrats existants	-	24	-	-	(1)	-	-	23	-
Variations du cours du marché pour les nouveaux contrats	-	31	-	-	-	-	-	31	-
Contrats réglés	-	21	-	-	2	-	-	23	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2010	-	52	-	-	(1)	-	-	51	-

Les variations des autres actifs et passifs de gestion du risque liés aux positions de couverture sont reflétées dans le bénéfice net lorsque ces opérations ont été réglées au cours de la période ou lorsqu'il existe un niveau d'inefficacité dans la relation de couverture. En ce qui a trait aux couvertures qui demeurent efficaces et sont admissibles à la comptabilité de couverture, toute variation de la valeur sera reportée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'instrument soit réglé ou jusqu'à ce que l'investissement net dans les établissements étrangers soit réduit.

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

		2010	2011	2012	2013	2014	2015 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	-	4	7	10	-	31	52
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Autres que de couverture	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(1)	-	-	-	-	-	(1)
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Total par niveau	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(1)	4	7	10	-	31	51
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Total (du passif) de l'actif net		(1)	4	7	10	-	31	51

La juste valeur de la dette à long terme de la société se présente comme suit :

Au 30 juin 2010	Juste valeur ¹				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Actifs financiers et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme – 30 juin 2010 ²	-	4 934	-	4 934	4 737
Dette à long terme – 31 décembre 2009 ²	-	4 499	-	4 499	4 442

1) Exclut les actifs financiers et les passifs financiers dont la valeur comptable se rapproche de la juste valeur en raison de la nature liquide de l'actif ou du passif (trésorerie et équivalents de trésorerie, débiteurs, garanties versées, créditeurs et charges à payer ainsi que garanties reçues).

2) Inclut la tranche échéant à moins d'un an.

C. Gains et pertes initiaux

La majorité des instruments dérivés de la société ne sont pas négociés sur une Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pour laquelle les cours en Bourse sont disponibles. Les justes valeurs de ces instruments dérivés ont été calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation.

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

Aux	30 juin 2010	30 juin 2009
(Perte non amortie) gain non amorti au début de la période	(1)	2
Nouvelles opérations	2	-
Amortissement constaté dans le bénéfice net au cours de la période	(1)	(2)
Perte non amortie à la fin de la période	-	-

7. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	30 juin 2010				31 décembre 2009	
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couverture	Total	Total
Actifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
À court terme	-	181	-	22	203	144
À long terme	-	211	-	4	215	207
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	392	-	26	418	351
Autres						
À court terme	5	-	4	1	10	-
À long terme	-	14	36	-	50	17
Total des autres actifs de gestion du risque	5	14	40	1	60	17
Passifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
À court terme	-	11	-	16	27	30
À long terme	-	40	-	9	49	50
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	51	-	25	76	80
Autres						
À court terme	5	-	-	2	7	15
À long terme	-	2	-	-	2	28
Total des autres passifs de gestion du risque	5	2	-	2	9	43
Actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques, montant net						
	-	341	-	1	342	271
Autres actifs (passifs) de gestion du risque, montant net						
	-	12	40	(1)	51	(26)
Total des actifs de gestion du risque, montant net						
	-	353	40	-	393	245

Des informations additionnelles sur les instruments dérivés sont présentées à leur montant net ci-après.

I. Couvertures

a. Couvertures de l'investissement net

i. Couvertures des comptes des établissements étrangers

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 820 millions de dollars américains (1 100 millions de dollars américains au 31 décembre 2009) et une facilité de crédit libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 300 millions de dollars américains (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2009) ont été désignées comme couvertures partielles de l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes de TransAlta.

La société a aussi couvert une partie de son investissement net dans les établissements étrangers autonomes au moyen de swaps de devises et de contrats de vente (d'achat) de devises à terme comme suit :

Swap de devises

Le passif en cours découlant du swap de devises utilisé dans le cadre de la couverture de l'investissement net se présente comme suit :

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
-	-	-	34 \$ AU	(2)	2010

Contrats de change à terme

Les contrats de vente (d'achat) à terme de devises en cours, utilisés dans le cadre de la couverture de l'investissement net, se présentent comme suit :

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
167 \$ AU	-	2010	120 \$ AU	(2)	2010
77 \$ US	-	2010	(182) \$ US	(1)	2010

ii. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010, un gain net après impôts et taxes de 8 millions de dollars (perte de 50 millions de dollars au 30 juin 2009) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, a été comptabilisé dans les autres éléments du résultat étendu. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, une perte nette après impôts et taxes de 6 millions de dollars (perte de 31 millions de dollars au 30 juin 2009) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

À l'heure actuelle, aucune couverture de l'investissement net ne comporte de tranche inefficace. Le tableau suivant résume l'incidence avant impôts et taxes des couvertures de l'investissement net sur les états du résultat étendu consolidés pour les trimestres et les semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009.

Instruments financiers dans des relations de couverture de l'investissement net	(Perte) gain avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 30 juin 2010	(Perte) gain avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 30 juin 2009
Dette à long terme	(39)	(41)
Swap de devises	3	(3)
Change	(3)	134
Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	(39)	90

Instruments financiers dans des relations de couverture de l'investissement net	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour le semestre terminé le 30 juin 2010	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour le semestre terminé le 30 juin 2009
Dettes à long terme	9	84
Swap de devises	3	(3)
Change	(10)	(41)
Incidences sur les autres éléments du résultat étendu	2	40

b. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments désignés comme instruments de couverture au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 30 juin 2010 se présentent comme suit :

(en milliers)	30 juin 2010		31 décembre 2009	
	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté
Électricité (MWh)	31 435	12	28 987	-
Gaz naturel (GJ)	1 213	1 740	2 163	360
Pétrole (gallons)	-	20 790	-	25 074

ii. Gestion du risque de change

Contrats de change à terme sur les encaissements et dépenses libellés en devises

La société utilise des contrats de change à terme pour couvrir une tranche de ses encaissements et dépenses futurs libellés en devises :

30 juin 2010				31 décembre 2009			
Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance
20	19 \$ US	-	2010	91	78 \$ US	(8)	2010
7 \$ US	7	-	2010	14 \$ US	15	-	2010
-	-	-	-	4 \$ AU	3 \$ US	-	2010

Contrats de change à terme à titre de couverture de la dette libellée en devises

Les contrats d'achat à terme de devises en cours utilisés dans le cadre de la gestion du risque de change lié à la dette et non désignés à titre de couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
300 \$ US	6	2012	-	-	-
300 \$ US	7	2013	-	-	-

Swap de devises

TransAlta utilise des swaps de devises dans le cadre de la gestion du risque de change lié à la dette libellée en devises comme suit :

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
500 \$ US	(1)	2015	500 \$ US	(16)	2015

iii. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société avait aussi des swaps de taux d'intérêt à terme d'ouverture en cours qui convertissaient la dette à taux variable en dette à taux fixe, ces taux fixes se situant entre 3,5 % et 4,6 %. Ces swaps ont été dénoués au moment de l'émission de billets de premier rang d'un capital de 300 millions de dollars américains au cours du premier trimestre, et les pertes qui en ont découlé ont été portées dans les autres éléments du résultat étendu et seront comptabilisées sur la durée des billets de premier rang.

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
-	-	-	300 \$ US	(8)	2020

iv. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Les contrats d'achat et de vente à terme de produits de base, les contrats de change ainsi que les contrats sur taux d'intérêt sont utilisés pour couvrir la variabilité des flux de trésorerie futurs. Toutes les composantes de la variation de la juste valeur de chaque instrument dérivé ont été incluses dans l'évaluation de l'efficacité des couvertures de flux de trésorerie.

Les tableaux suivants résumant l'incidence des couvertures de flux de trésorerie sur les états du résultat étendu consolidés, les états des résultats consolidés et les bilans consolidés pour les trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009 :

	Trimestre terminé le 30 juin 2010				
	Tranche efficace		Tranche inefficace		
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	(Perte) gain avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est reclassée des autres éléments du résultat étendu	Perte avant impôts et taxes reclassée des autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice	Perte avant impôts et taxes constatée dans le bénéfice
Produits de base	(41)	Produits	(49)	Produits	-
Gain (perte) de change sur les couvertures de projets	8	Immobilisations corporelles	(14)	Intérêts débiteurs	(1)
Gain (perte) de change sur la dette en dollars américains	24	Gain (perte) de change sur la dette en dollars américains	(19)		
Swaps de devises	(7)	Intérêts débiteurs	-		
Taux d'intérêt	18				
Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	2	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	(82)	Incidence sur le bénéfice net	(1)

Trimestre terminé le 30 juin 2009

Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est reclassée des autres éléments du résultat étendu	Perte avant impôts et taxes reclassée des autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice	Perte avant impôts et taxes constatée dans le bénéfice
Produits de base	56	Produits	(50)	Produits	(2)
Gain (perte) de change sur les couvertures de projets	9	Immobilisations corporelles	(7)	Intérêts débiteurs	(1)
Swaps de devises	-	Intérêts débiteurs	-		
Taux d'intérêt	(34)				
Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	31	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	(57)	Incidence sur le bénéfice net	(3)

Semestre terminé le 30 juin 2010

Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Endroit où (la perte) le gain est reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	(Perte) gain avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice	Perte avant impôts et taxes constatée dans le bénéfice
Produits de base	160	Produits	(88)	Produits	-
Gain (perte) de change sur les couvertures de projets	1	Immobilisations corporelles	9	Intérêts débiteurs	(1)
Gain (perte) de change sur la dette en dollars américains	24	Gain (perte) de change sur la dette en dollars américains	(19)		
Swaps de devises	(17)	Intérêts débiteurs	-		
Taux d'intérêt	9				
Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	177	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	(98)	Incidence sur le bénéfice net	(1)

Semestre terminé le 30 juin 2009

Tranche efficace			Tranche inefficace		
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est reclassée des autres éléments du résultat étendu	Perte avant impôts et taxes reclassée des autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est comptabilisée dans le bénéfice	Perte avant impôts et taxes constatée dans le bénéfice
Produits de base	336	Produits	(88)	Produits	(2)
Gain (perte) de change sur les couvertures de projets	10	Immobilisations corporelles	(11)	Intérêts débiteurs	(1)
Swaps de devises	-	Intérêts débiteurs	-		
Taux d'intérêt	(34)				
Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	312	Incidence sur les autres éléments du résultat étendu	(99)	Incidence sur le bénéfice net	(3)

Au cours des 12 prochains mois, la société estime des gains après impôts et taxes de 112 millions de dollars (gains après impôts et taxes de 77 millions de dollars au 31 décembre 2009), qui seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

c. Couvertures de la juste valeur

i. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a converti une tranche de sa dette à taux d'intérêt fixe, allant de 5,75 % à 6,9 %, en une dette à taux d'intérêt variable au moyen de swaps de taux d'intérêt, comme il est présenté dans le tableau qui suit :

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Actif à la juste valeur		Notionnel	Actif (passif) à la juste valeur	
	Échéance			Échéance	
100	4	2011	100	7	2011
100 \$ US	3	2013	50 \$ US	(1)	2013
400 \$ US	33	2018	150 \$ US	7	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, un pourcentage de 35 % de la dette de la société est assujéti à des taux d'intérêt variables (31 % au 31 décembre 2009).

ii. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Aucune tranche inefficace des couvertures de la juste valeur n'a été comptabilisée pour les trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009.

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement des couvertures de la juste valeur dans les états des résultats consolidés pour les trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009 :

Dérivés inclus dans des relations de couverture de la juste valeur	Endroit où le gain (la perte) est constaté(e) dans l'état des résultats	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
		2010	2009	2010	2009
Contrats de taux d'intérêt	Intérêts débiteurs	25	12	27	15
Dette à long terme	Intérêts débiteurs	(25)	(12)	(27)	(15)
Incidence sur le bénéfice net		-	-	-	-

II. Éléments autres que de couverture

La société conclut diverses opérations sur instruments dérivés sur les produits de base, y compris certaines opérations de couverture des produits de base qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé que la comptabilité de couverture ne s'applique pas, et les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les gains ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans les produits au cours de la période où surviennent les variations.

a. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments dérivés visant des opérations sur les produits énergétiques qui ne sont pas désignés comme des instruments de couverture au 30 juin 2010 se présentent comme suit :

(en milliers)	30 juin 2010		31 décembre 2009	
	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté
Électricité (MWh)	19 221	19 742	14 107	14 844
Gaz naturel (GJ)	530 977	532 692	323 793	309 764
Transport (MWh)	-	3 100	-	4 852

b. Swaps de devises

Des swaps de devises sont régulièrement conclus afin de limiter l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt. Le passif découlant d'un swap de devises en cours se présente comme suit :

30 juin 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
-	-	-	13 \$ AU	(2)	2010

c. Contrats de change à terme

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

Les notionnels et les justes valeurs en cours associés à ces contrats à terme se présentent comme suit :

30 juin 2010				31 décembre 2009			
Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance
14 \$ AU	13	-	2010	-	-	-	-
8 \$ AU	6 \$ US	-	2010	-	-	-	-
56 \$ US	58	(1)	2010	13 \$ US	14	-	2010

d. Swaps sur rendement total

La société a aussi des programmes de rémunération et d'unités d'actions différées dont les valeurs dépendent du prix des actions ordinaires de la société. La société a fixé une tranche du montant du règlement de ces programmes en concluant un swap sur rendement total pour lequel la comptabilité de couverture n'a pas été choisie. Le swap sur rendement total est réglé au comptant tous les trimestres d'après la différence existant entre le prix fixe et le prix du marché des actions ordinaires de la société à la fin de chaque trimestre.

e. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Les tableaux suivants résument les gains et pertes réalisés et latents nets compris dans le bénéfice net qui sont associés aux instruments dérivés non désignés comme couvertures :

	Trimestres terminés les 30 juin			2009		
	2010					
	(Pertes) gains latent(e)s net(te)s	(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s	Total	(Pertes) gains latent(e)s net(te)s	Gains réalisés nets	Total
Produits de base	(5)	(4)	(9)	(1)	23	22
Intérêts	-	-	-	(1)	-	(1)
Change	3	-	3	3	1	4
Divers	-	2	2	-	2	2

	Semestres terminés les 30 juin			2009		
	2010					
	Gains latents nets	Gains réalisés nets	Total	Gains latents nets	Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s	Total
Produits de base	-	6	6	-	33	33
Intérêts	-	-	-	-	(1)	(1)
Change	4	1	5	4	(5)	(1)
Divers	-	2	2	-	(1)	(1)

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base – Négociation pour compte propre – Opérations sur les produits énergétiques

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le bénéfice net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 juin 2010, la valeur à risque («VaR») liée aux activités de négociation pour compte propre dans le cadre d'opérations sur les produits énergétiques de la société était de 4 millions de dollars (3 millions de dollars au 31 décembre 2009).

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

Au 30 juin 2010, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 44 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2009).

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces opérations sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché associés à ces opérations ayant

une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2010, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couvertures, était de néant (néant au 31 décembre 2009).

c. Risque de taux d'intérêt

L'incidence possible sur le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu des variations des taux d'intérêt du marché, se répercutant sur la dette à taux variable de la société, sur les actifs portant intérêt et sur les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction et de couverture en cours à la date du bilan, est décrite ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une hausse ou une baisse de 50 points de base est une variation potentielle raisonnable des taux d'intérêt du marché au cours du prochain trimestre.

	Semestres terminés les 30 juin			
	2010		2009	
	Augmentation du bénéfice net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat étendu ¹	Augmentation du bénéfice net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat étendu ¹
Variation de 50 points de base	3	-	2	(5)

1) Ce calcul suppose une diminution des taux d'intérêt du marché. Une augmentation aurait l'effet contraire.

d. Risque de change

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

L'incidence possible sur le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date du bilan est présentée ci-après. L'analyse de sensibilité a été préparée en utilisant l'évaluation par la direction selon laquelle une augmentation ou une diminution de 0,05 \$ de ces devises par rapport au dollar canadien est une variation potentielle raisonnable pour le prochain trimestre.

Devise	Semestres terminés les 30 juin			
	2010		2009	
	Diminution du bénéfice net ¹	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu ^{1,2}	Diminution du bénéfice net ¹	Gain au titre des autres éléments du résultat étendu ^{1,2}
Euro	-	-	-	1
Dollar américain	(5)	1	(2)	4
Dollar australien	(1)	-	(2)	-
Total	(6)	1	(4)	5

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces devises par rapport au dollar canadien. Une diminution aurait l'effet contraire.

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers utilisés comme instruments de couverture dans les couvertures de l'investissement net a été exclue.

II. Risque de crédit

Au 30 juin 2010, TransAlta avait conclu un contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients à la fin de la période.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 juin 2010 et au 31 décembre 2009, compte non tenu de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables actuelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues à titre de sûreté par rapport à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des opérations et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des opérations ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 56 millions de dollars au 30 juin 2010 (63 millions de dollars au 31 décembre 2009).

La société utilise les notes de solvabilité externes, ainsi que les notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les plafonds de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, des actifs financiers au 30 juin 2010 :

	Notation de première qualité %	Notation de qualité inférieure %	Total %
Débiteurs	91	9	100
Actifs de gestion du risque	100	-	100

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

Aux	30 juin 2010	31 décembre 2009
Provision au début de la période	49	57
Variation des taux de change	-	(8)
Provision à la fin de la période	49	49

Au 30 juin 2010, aucune créance client d'un montant important n'était en souffrance, sauf pour ce qui est décrit à la note 19.

III. Risque d'illiquidité

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

	2010	2011	2012	2013	2014	2015 et par la suite	Total
Créditeurs et charges à payer	443	-	-	-	-	-	443
Garanties reçues	112	-	-	-	-	-	112
Dettes ¹	14	254	1 064	661	232	2 523	4 748
(Actifs) passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques ²	(70)	(159)	(111)	(24)	-	22	(342)
Autres passifs (actifs) de gestion du risque ²	1	(4)	(7)	(10)	-	(31)	(51)
Intérêts sur la dette à long terme	130	266	240	216	183	1 158	2 193
Total	630	357	1 186	843	415	3 672	7 103

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit prélevées qui doivent venir à échéance en 2012 et 2013.

2) Actifs et passifs nets de gestion du risque, comme il est mentionné ci-dessus.

C. Garanties

I. Instruments financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2010, 32 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2009) des actifs financiers, consistant en liquidités et débiteurs, liés à la quote-part de la société dans CE Generation, LLC («CE Gen») ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres d'emprunt auront la priorité sur ces actifs.

Au 30 juin 2010, la société a donné 28 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2009) au comptant en garantie aux chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour les opérations liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation.

II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 30 juin 2010, la société avait reçu 112 millions de dollars (86 millions de dollars au 31 décembre 2009) en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités du contrat, la société peut avoir l'obligation de verser les intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque la contrepartie s'acquitte de ses obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat.

III. Clauses liées aux instruments dérivés

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

Au 30 juin 2010, la société a comptabilisé une garantie de 17 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2009) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Si les clauses liées au risque de crédit comprises dans certains contrats de dérivés étaient mises en application, d'après la valeur des instruments dérivés au 30 juin 2010, la société serait obligée de présenter une garantie additionnelle de 31 millions de dollars au titre de ses contreparties.

8. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent le charbon, les crédits d'émission et le gaz naturel, sont évalués au coût ou à leur valeur de réalisation nette, si elle est inférieure. Les stocks détenus aux fins des opérations sur produits de base, qui comprennent aussi le gaz naturel, sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente (*note 2*). Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2010	31 décembre 2009
Charbon	98	86
Gaz naturel	5	4
Total	103	90

L'augmentation des stocks de charbon au 30 juin 2010 par rapport au 31 décembre 2009 est principalement attribuable à la diminution de la production à la centrale thermique de Centralia et à l'installation de Sundance.

La variation des stocks est présentée ci-après :

Solde au 31 décembre 2009	90
Ajouts nets	13
Solde au 30 juin 2010	103

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

Pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010, aucun stock n'a subi de dépréciation par rapport à sa valeur comptable, et aucune réduction de valeur n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et reprise par la suite dans le bénéfice net.

9. CRÉANCES À LONG TERME

En 2008, la société a fait l'objet d'une nouvelle cotisation par l'administration fiscale du Canada au titre du montant d'impôt à payer à l'égard de la vente du secteur Transport qu'elle exploitait précédemment. Selon cette nouvelle cotisation, la société doit verser un montant de 49 millions de dollars en impôts et intérêts. La société a contesté cette nouvelle cotisation et, à la fin du trimestre, une décision de la cour de l'impôt accordant la récupération d'un montant de 38 millions de dollars payé précédemment au titre des impôts et intérêts a été rendue. TransAlta examine la décision afin de déterminer si elle interjettera appel.

10. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	30 juin 2010	31 décembre 2009
Frais de permis reportés	21	22
Actif au titre des prestations constituées	21	18
Frais de mise en valeur de projets	49	45
Dépôt au titre du transport vers Keephills 3	8	8
Divers	8	9
Total des autres actifs	107	102

11. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

Les montants en cours sont présentés dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2010			31 décembre 2009		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	1 033	1 033	1,0 %	1 063	1 063	1,0 %
Débiteures, échéant de 2011 à 2030	1 057	1 076	6,7 %	1 055	1 076	6,7 %
Billets de premier rang ³	2 025	2 001	6,0 %	1 687	1 684	5,9 %
Dettes sans recours	566	582	6,5 %	578	581	6,3 %
Divers	56	56	6,7 %	59	59	6,7 %
	4 737	4 748		4 442	4 463	
Moins : tranche échéant à moins d'un an	254	254		31	31	
Total de la dette à long terme	4 483	4 494		4 411	4 432	

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

2) Composées d'acceptations bancaires et d'autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

3) 1 900 millions de dollars américains en 2010, 1 600 millions de dollars en 2009.

Le 12 mars 2010, la société a émis des billets de premier rang d'un capital de 300 millions de dollars américains, portant intérêt à un taux de 6,5 % et venant à échéance en 2040.

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Intérêts sur la dette	61	43	118	86
Intérêts créditeurs (note 5)	(15)	(1)	(15)	(3)
Intérêt capitalisé	(13)	(9)	(22)	(17)
Intérêts débiteurs nets	33	33	81	66

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

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

Les variations des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations sont résumées ci-après :

Solde au 31 décembre 2009	282
Passifs contractés pendant la période	1
Passifs réglés pendant la période	(15)
Charge de désactualisation	10
Révision des flux de trésorerie estimatifs	(22)
Variation des taux de change	-
	256
Moins : tranche échéant à moins d'un an	37
Solde au 30 juin 2010	219

Les révisions des flux de trésorerie estimatifs sont surtout imputables aux variations des estimations liées à la mise hors service de la centrale de Wabamun qui a été fermée le 31 mars 2010.

13. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 30 juin 2010, la société avait 218,8 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2010, 0,2 million d'actions ordinaires (néant au 30 juin 2009) ont été émises pour un produit de 3 millions de dollars (néant au 30 juin 2009). Au cours du semestre terminé le 30 juin 2010, 0,4 million d'actions ordinaires (0,2 million d'actions ordinaires au 30 juin 2009) ont été émises pour un produit de 4 millions de dollars (néant au 30 juin 2009).

Au cours des trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires avant son échéance le 6 mai 2010.

B. Options sur actions

Au 30 juin 2010, la société avait attribué 2,3 millions d'options sur actions en cours à des employés (1,5 million d'options sur actions au 31 décembre 2009), soit 0,9 million d'options sur actions attribuées le 1^{er} février 2010 à un prix d'exercice de 22,46 \$, soit le dernier prix de vente des lots réguliers d'actions à la Bourse de Toronto la veille du jour où les options ont été attribuées, pour les employés canadiens, et de 20,75 \$ US, soit le prix de vente de clôture à la Bourse de New York à la même date, pour les employés américains. Les droits sur ces options s'acquerront en tranches égales sur quatre ans à partir du 1^{er} février 2011 et expireront après dix ans. Au cours du trimestre terminé le 30 juin 2010, un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,1 million d'options ont été annulées le 30 juin 2009). Au cours du semestre terminé le 30 juin 2010, un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,1 million d'options sont venues à échéance, 0,1 million d'options ont été annulées le 30 juin 2009).

La juste valeur estimative de ces options attribuées a été calculée à l'aide du modèle de Black et Scholes et d'après les hypothèses qui suivent, ce qui a donné lieu à une juste valeur de 3,67 \$ l'option :

Taux d'intérêt sans risque (%)	2,5
Durée de vie prévue des options (en années)	4,9
Rendement annuel de l'action prévu (%)	5,1
Volatilité du cours des actions de la société (%)	29,7

Pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010, la charge de rémunération à base d'actions liée aux options sur actions constatée dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été respectivement de néant (néant au 30 juin 2009) et 1 million de dollars (1 million de dollars au 30 juin 2009).

C. Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, les participants peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant des dividendes ou en versant un apport additionnel jusqu'à concurrence de 5 000 \$ par trimestre. Le 29 avril 2010, conformément aux modalités du régime, le conseil d'administration a approuvé l'émission d'actions sur le capital autorisé à un taux d'escompte de 3 % par rapport au cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto au cours des cinq jours précédant la date de versement des dividendes. Au cours du trimestre, la société a émis 0,2 million d'actions ordinaires pour un produit de 3 millions de dollars. En vertu du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, la société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

14. CAPITAUX PROPRES

Le tableau qui suit présente un rapprochement des capitaux propres :

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
Solde au 31 décembre 2009	2 169	634	126	2 929
Bénéfice net	-	118	-	118
Actions ordinaires émises	9	-	-	9
Dividendes déclarés	-	(127)	-	(127)
Pertes à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	(6)	(6)
Gains sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	117	117
Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie pendant les périodes antérieures transférés aux bilans consolidés et au bénéfice net de la période considérée, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(65)	(65)
Solde au 30 juin 2010	2 178	625	172	2 975

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

Aux	30 juin 2010	31 décembre 2009
Pertes latentes cumulatives découlant de la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	(69)	(63)
Gains latents cumulatifs sur couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	241	189
Total du cumul des autres éléments du résultat étendu	172	126

15. CAPITAL

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

Aux	30 juin 2010	31 décembre 2009	Augmentation / (diminution)
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	254	31	223
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(43)	(82)	39
	211	(51)	262
Dette à long terme			
Avec recours	3 939	3 857	82
Sans recours	544	554	(10)
Participations sans contrôle	461	478	(17)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	2 178	2 169	9
Bénéfices non répartis	625	634	(9)
Autres éléments du résultat étendu	172	126	46
	7 919	7 818	101
Total du capital	8 130	7 767	363

La stratégie globale de gestion du capital de TransAlta est demeurée inchangée par rapport à celle du 31 décembre 2009.

TransAlta assure un suivi à l'égard de ratios clés d'évaluation du crédit semblables à ceux utilisés par les principales agences de notation. Bien que ces ratios ne soient pas publiquement disponibles auprès des agences de notation, la direction de TransAlta a établi ces ratios et désire gérer le capital de la société conformément aux cibles suivantes :

	30 juin 2010	31 décembre 2009	Cible
Flux de trésorerie/intérêts (multiples) ¹	5,0	4,9	De 4 à 5 fois
Flux de trésorerie/dette (%) ¹	21,1	20,1	De 20 % à 25 %
Dette/capital investi (%)	57,7	56,1	De 55 % à 60 %

1) Pour les 12 derniers mois.

Pour les trimestres et semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009, les sorties de fonds nettes provenant des activités d'exploitation, après les dividendes et les achats d'immobilisations, sont résumées comme suit :

	Trimestres terminés les 30 juin			Semestres terminés les 30 juin		
	2010	2009	Augmentation / (diminution)	2010	2009	Augmentation / (diminution)
Flux de trésorerie d'exploitation	98	57	41	272	140	132
Dividendes versés	(64)	(57)	(7)	(123)	(111)	(12)
Dépenses en immobilisations	(283)	(281)	(2)	(409)	(412)	3
Sorties de fonds nettes	(249)	(281)	32	(260)	(383)	123

Pour le trimestre terminé le 30 juin 2010, les flux de trésorerie nets ont augmenté en regard du deuxième trimestre de 2009 en raison surtout de la progression des flux de trésorerie d'exploitation. Pour le semestre terminé le 30 juin 2010, les flux de trésorerie nets ont augmenté par rapport à la période correspondante de 2009 surtout en raison de la progression des flux de trésorerie d'exploitation. TransAlta vise à maintenir des soldes de trésorerie suffisants et à obtenir des facilités de crédit consenties afin de financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à ses affaires.

Les modalités et conditions financières des facilités de crédit de la société n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2009.

La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes n'a pas changé depuis le 31 décembre 2009.

16. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 30 juin 2010, TAGP avait reçu 57 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour des livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon lorsque TAGP commencera à livrer du charbon dans le cadre de la mise en service des activités.

Pour la période de novembre 2002 à novembre 2012, une des filiales de TransAlta, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), a conclu divers swaps sur transport avec TAGP. TAGP exploite et gère les trois centrales électriques à cycle combiné de TA Cogen en Ontario et une centrale à Fort Saskatchewan, en Alberta. TAGP offre également des services de gestion à la centrale thermique de Sheerness, laquelle est exploitée par Canadian Utilities Limited. L'objectif commercial des swaps sur transport est d'assurer à TA Cogen un approvisionnement en gaz à prix fixe, afin qu'elle ne soit pas exposée à l'augmentation des coûts de transport par gazoduc pour deux de ses centrales pendant toute la durée du swap. Le notionnel, exprimé en volume de gaz, du swap est égal au total des livraisons de combustible pour chacune des centrales. Les montants d'échange ont été calculés d'après la valeur marchande du contrat. TransAlta a conclu un contrat en sens inverse, limitant ainsi son risque au risque de contrepartie.

17. ÉVENTUALITÉS

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

18. ENGAGEMENTS

Le 11 janvier 2010, TransAlta a annoncé qu'elle avait conclu un contrat de 25 ans avec Énergie Nouveau-Brunswick portant sur la fourniture de 54 mégawatts («MW») additionnels d'énergie éolienne. En vertu de cette entente, TransAlta agrandira la centrale éolienne de 96 MW de Kent Hills pour en faire passer la capacité à 150 MW. Le total du coût en capital du projet est estimé à 100 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour la fin de 2010. Natural Forces aura l'option d'acquérir une participation maximale de 17 % dans la nouvelle installation une fois les travaux terminés.

19. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En ce qui a trait aux remboursements dus par TransAlta pour les ventes qu'elle a faites dans les marchés organisés du California Power Exchange et du California Independent System Operator, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir une nouvelle audience concernant le refus de la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») et ont porté le refus en appel auprès de la U.S. Court of Appeals for the Ninth Circuit. Dans une décision rendue le 24 août 2007, qui refusait une nouvelle audience sur la cause renvoyée, la cour du Ninth Circuit a statué que la FERC avait correctement exclu les opérations de la saison estivale et les opérations du CERS de l'instruction de la plainte. La FERC n'a pas encore réagi au renvoi.

20. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre d'arrangements contractuels avec certaines filiales de la société. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'entremise de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent aux bilans consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 30 juin 2010 totalisaient 318 millions de dollars (334 millions de dollars au 31 décembre 2009), et aucun montant (néant au 31 décembre 2009) n'a été exercé par des tierces parties en vertu de ces arrangements. TransAlta a un total de facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (0,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009) qui n'avait pas été prélevé au 30 juin 2010, assorties des modalités d'emprunt habituelles.

21. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

Trimestre terminé le 30 juin 2010	Opérations			Total
	Production	sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	
Produits	582	-	-	582
Combustible et achats d'électricité	229	-	-	229
	353	-	-	353
Exploitation, entretien et administration	150	4	18	172
Amortissement	113	1	4	118
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	8	-	-	8
Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
	273	3	22	298
	80	(3)	(22)	55
Intérêts débiteurs nets (note 11)				(33)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				22

Trimestre terminé le 30 juin 2009	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
Produits	570	15	-	585
Combustible et achats d'électricité	239	-	-	239
	331	15	-	346
Exploitation, entretien et administration	172	10	25	207
Amortissement	113	-	5	118
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	7	-	-	7
Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	300	2	30	332
	31	13	(30)	14
Gain de change				2
Intérêts débiteurs nets (note 11)				(33)
Autres produits (note 3)				1
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				(16)

Semestre terminé le 30 juin 2010	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
Produits	1 294	14	-	1 308
Combustible et achats d'électricité	551	-	-	551
	743	14	-	757
Exploitation, entretien et administration	288	8	36	332
Amortissement	212	1	9	222
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	14	-	-	14
Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
	517	6	45	568
	226	8	(45)	189
Gain de change				3
Intérêts débiteurs nets (note 11)				(81)
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				111

Semestre terminé le 30 juin 2009	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
Produits	1 311	30	-	1 341
Combustible et achats d'électricité	614	-	-	614
	697	30	-	727
Exploitation, entretien et administration	318	16	47	381
Amortissement	224	1	10	235
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	12	-	-	12
Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels	16	(16)	-	-
	570	1	57	628
	127	29	(57)	99
Gain de change				3
Intérêts débiteurs nets (note 11)				(66)
Autres produits (note 3)				8
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				44

Pour les trimestres terminés les 30 juin 2010 et 2009, le secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprend des montants respectivement de 4 millions de dollars et 2 millions de dollars au titre d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles. Pour les semestres terminés les 30 juin 2010 et 2009, le secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprend des montants respectivement de 9 millions de dollars et 4 millions de dollars.

Le montant de la répartition (du recouvrement) des coûts intersectoriels a diminué pour les trimestre et semestre terminés le 30 juin 2010, en raison des coûts de maintien recouverts antérieurement au moyen des frais intersectoriels enregistrés directement dans le secteur Production en 2010.

B. Principales informations des bilans consolidés

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
Au 30 juin 2010				
Écart d'acquisition	404	30	-	434
Total des actifs sectoriels	9 357	106	501	9 964
Au 31 décembre 2009				
Écart d'acquisition	404	30	-	434
Total des actifs sectoriels	9 133	148	494	9 775

C. Principales informations sur les flux de trésorerie consolidés

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
Trimestre terminé le 30 juin 2010				
Dépenses en immobilisations	276	-	7	283
Trimestre terminé le 30 juin 2009				
Dépenses en immobilisations	275	1	5	281
Semestre terminé le 30 juin 2010				
Dépenses en immobilisations	395	-	14	409
Semestre terminé le 30 juin 2009				
Dépenses en immobilisations	402	1	9	412

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

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

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés	118	118	222	235
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	8	10	19	20
Charge de désactualisation comprise dans la dotation aux amortissements	(5)	(6)	(10)	(12)
Divers	1	-	1	-
Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés	122	122	232	243

22. VARIATION DES SOLDES HORS CAISSE DU FONDS DE ROULEMENT LIÉS À L'EXPLOITATION

	Trimestres terminés les 30 juin		Semestres terminés les 30 juin	
	2010	2009	2010	2009
Provenance (utilisation) :				
Débiteurs	(46)	34	54	214
Charges payées d'avance	2	2	(6)	(8)
Impôts sur les bénéficiaires à recevoir	(61)	(3)	(59)	(39)
Stocks	(21)	(34)	(9)	(39)
Créditeurs et charges à payer	41	(28)	(78)	(262)
Impôts sur les bénéficiaires à payer	(1)	(8)	(4)	(11)
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement liés à l'exploitation	(86)	(37)	(102)	(145)

23. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

Trimestre terminé le 30 juin 2010	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	-	1	2
Intérêts débiteurs	5	1	-	6
Rendement réel des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(2)	-	-	(2)
Charge au titre des prestations déterminées	-	1	1	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées du régime de retraite agréé	4	-	-	4
Charge nette	4	1	1	6

	Régime agrée	Régime complémentaire	Autre	Total
Trimestre terminé le 30 juin 2009				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	-	2
Intérêts débiteurs	6	1	-	7
Rendement réel des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Amortissement de l'actif transitoire net	(2)	-	-	(2)
Charge au titre des prestations déterminées	-	2	-	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées du régime de retraite agréé	3	-	-	3
Charge nette	3	2	-	5

	Régime agrée	Régime complémentaire	Autre	Total
Semestre terminé le 30 juin 2010				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	1	1	3
Intérêts débiteurs	10	2	1	13
Rendement réel des actifs des régimes	(10)	-	-	(10)
Perte actuarielle	2	-	-	2
Amortissement de l'actif transitoire net	(4)	-	-	(4)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(1)	3	2	4
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées du régime de retraite agréé	10	-	-	10
Charge nette	9	3	2	14

	Régime agrée	Régime complémentaire	Autre	Total
Semestre terminé le 30 juin 2009				
Coût des services rendus au cours de l'exercice	2	1	-	3
Intérêts débiteurs	11	2	1	14
Rendement réel des actifs des régimes	(10)	-	-	(10)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(4)	-	-	(4)
Charge au titre des prestations déterminées	-	3	1	4
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées du régime de retraite agréé	10	-	-	10
Charge nette	10	3	1	14

24. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN

TransAlta a évalué les événements postérieurs à la date du bilan du 30 juin 2010 au 28 juillet 2010, soit la date à laquelle les états financiers ont été publiés, et n'a recensé aucun élément d'information nécessitant d'être présenté.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

	30 juin 2010	31 déc. 2009
Cours de clôture (TSX) (\$)	19,72	23,48
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut 23,98	25,30
	Bas 19,61	18,11
Dettes sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)	57,7	56,1
Dettes sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)	54,6	52,6
Rendement des capitaux propres (%)	10,2	6,9
Rendement des capitaux propres aux fins de comparaison ^{1,2} (%)	9,2	6,9
Rendement du capital utilisé ¹ (%)	6,7	5,7
Rendement du capital utilisé aux fins de comparaison ^{1,2} (%)	6,9	5,8
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)	1,16	1,16
Ratio cours/bénéfice ¹ (multiples)	15,7	26,1
Couverture par les bénéfices ¹ (multiples)	2,2	1,9
Ratio dividende/bénéfice (fondé sur le bénéfice net) ¹ (%)	94,3	129,8
Ratio dividende/bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison) ^{1,2} (%)	104,2	129,8
Couverture des dividendes ¹ (multiples)	2,9	2,5
Rendement des actions ¹ (%)	5,9	4,9
Flux de trésorerie/dette ¹ (%)	21,1	20,1
Flux de trésorerie/couverture des intérêts (multiples) ¹	5,0	4,9

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. 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. Pour un rapprochement de la mesure non conforme aux PCGR utilisée dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux PCGR» du présent rapport de gestion.

FORMULES DES RATIOS

Dettes 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 (perte nette) ou bénéfice (perte) aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat étendu

Rendement du capital utilisé = [bénéfice (perte) avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets 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 (perte nette) + impôts sur les bénéfices + intérêts débiteurs nets] / (intérêts sur la dette – intérêts créditeurs)

Ratio dividendes/bénéfice = dividendes / bénéfice net (perte nette) ou bénéfice (perte) 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

Flux de trésorerie sur couverture des intérêts = (flux de trésorerie d'exploitation avant les variations du fonds de roulement + intérêts débiteurs nets) / (intérêts sur la dette – 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, pendant lequel une unité 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.

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 hydrofluorocarbures et les hydrocarbures perfluorés.

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

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

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

Capacité maximale nette – Capacité maximale ou service nominal effectif, modifié pour tenir compte des limitations ambiantes qu'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 de production.

Valeur à risque (VaR) – Mesure visant à gérer l'exposition du bénéfice aux opérations sur les produits énergétiques.



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

Tanis Fiss

Directeur, Communications de l'entreprise et marketing

Téléphone

403.267.7330

Courriel

tanis_fiss@transalta.com

Investisseurs

Jennifer Pierce, M.A., 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