

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.

Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. 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 27 juillet 2011. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

MODE DE PRÉSENTATION ET TRANSITION AUX IFRS

Le 1^{er} janvier 2011, nous avons adopté les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada. Avant l'adoption des IFRS, nous appliquions les principes comptables généralement reconnus du Canada («PCGR du Canada» ou «PCGR précédents suivis par la société»). Bien que les IFRS présentent de nombreuses ressemblances avec les PCGR du Canada, certaines de nos méthodes comptables ont changé par suite de notre transition aux IFRS. Les changements les plus significatifs aux méthodes comptables ayant eu une incidence sur notre résultat des activités opérationnelles sont présentés aux rubriques pertinentes du présent rapport de gestion, et de manière plus détaillée à la rubrique «Changements comptables» du présent rapport de gestion.

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non audités de la société au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date, préparés selon les IFRS, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités, préparés selon les PCGR du Canada, et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2010. Tous les chiffres comparatifs ont été retraités selon les IFRS, à moins d'indication contraire.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons trois secteurs d'activité : Production, Opérations sur les produits énergétiques et Siège social. 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 des comptes consolidés résumés de résultat et des états consolidés résumés de la situation financière. Bien que les éléments des états consolidés résumés de la situation financière subissent l'incidence des fluctuations des taux de change, l'incidence nette de la conversion de chacun des éléments liés aux établissements à l'étranger est reflétée dans le cumul des autres éléments du résultat global à la rubrique «Capitaux propres» des états consolidés résumés de la situation financière.

Le tableau suivant présente les principaux résultats financiers et données opérationnelles statistiques :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Disponibilité (%) ¹	76,9	81,9	83,7	86,7
Production (GWh) ¹	8 878	10 201	18 982	23 115
Produits des activités ordinaires	515	547	1 333	1 243
Marge brute ²	328	322	936	701
Produits opérationnels ²	67	70	426	203
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	12	63	216	123
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,05	0,29	0,97	0,56
Résultat par action aux fins de comparaison ²	0,29	0,15	0,63	0,42
BAlIA aux fins de comparaison ²	271	194	558	443
Fonds provenant des activités opérationnelles ²	226	202	452	396
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ²	1,02	0,92	2,04	1,81
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	144	126	291	297
Flux de trésorerie disponibles ²	80	10	179	87
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	0,58	0,58
Aux			30 juin 2011	31 déc. 2010
Total de l'actif			9 491	9 635
Total du passif à long terme			5 342	5 009

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a diminué au cours du trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, surtout du fait de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancée par la baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

1) La production et la disponibilité comprennent tous les actifs de production (les activités de production, les contrats de location-financement et les placements dans des titres de participation).

2) La marge brute, les produits opérationnels, le résultat par action aux fins de comparaison, le bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAlIA») aux fins de comparaison, les fonds provenant des activités opérationnelles, les fonds provenant des activités opérationnelles par action et les flux de trésorerie disponibles ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» 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 résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

La disponibilité a reculé au cours du semestre clos le 30 juin 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, essentiellement par suite de l'augmentation des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie neutralisée par la baisse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta.

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, car nous avons été en mesure de prolonger les interruptions planifiées afin de profiter des plus faibles prix du marché pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité.

La production pour le trimestre clos le 30 juin 2011 a diminué de 1 323 gigawattheures («GWh») en regard de la période correspondante de 2010 en raison de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance¹, de l'augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia et de la vente de la centrale de Meridian, en partie contrebalancées par une baisse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, une diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, une progression des volumes d'énergie éolienne et une hausse des volumes d'énergie hydroélectrique.

La production pour le semestre clos le 30 juin 2011 a fléchi de 4 133 gigawattheures («GWh») comparativement à la période correspondante de 2010, conséquence de la hausse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, de l'augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia, du démantèlement de la centrale de Wabamun et de la vente de la centrale de Meridian, partiellement compensés par une diminution des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, une augmentation des volumes d'énergie éolienne et une hausse des volumes d'énergie hydroélectrique.

RÉSULTAT NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin	Semestre clos le 30 juin
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2010	63	123
Augmentation des marges brutes du secteur Production	34	62
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché – Production	(65)	135
Augmentation des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	37	38
Augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(6)	-
Augmentation de la dotation aux amortissements	(4)	(12)
Augmentation du profit à la vente d'actifs	3	3
Augmentation de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(9)	(9)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(15)	(16)
Augmentation de la quote-part du résultat de sociétés satellites	1	5
Augmentation de la charge d'impôts sur le résultat	(24)	(97)
Augmentation du résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	(6)
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(3)	(7)
Divers	-	(3)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires en 2011	12	216

1) Se reporter à la section «Interruption des activités des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» à la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Les marges brutes du secteur Production, compte non tenu des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, pour le trimestre clos le 30 juin 2011 ont progressé par rapport à la période correspondante de 2010, surtout par suite de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques et de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne, en partie contrebalancés par une baisse des récupérations étant donné que nous n'exploitons plus la centrale de base de Poplar Creek. Cette baisse des récupérations à la centrale de Poplar Creek a été compensée par un repli des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les marges brutes du secteur Production, compte non tenu des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, pour le semestre clos le 30 juin 2011 ont augmenté en regard de la période correspondante de 2010, surtout sous l'effet de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, de l'accroissement des marges des centrales hydroélectriques et de la hausse des volumes d'énergie éolienne, en partie contrebalancés par le démantèlement de la centrale de Wabamun et par une baisse des récupérations étant donné que nous n'exploitons plus la centrale de base de Poplar Creek. Cette baisse des récupérations à la centrale de Poplar Creek a été compensée par un recul des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour le trimestre clos le 30 juin 2011 par rapport à la période correspondante de 2010, en raison essentiellement de la comptabilisation au premier trimestre de 2011 de profits liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces, réduisant les profits tirés des contrats réglés qui ont été comptabilisés au deuxième trimestre.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché se sont accrues pour le semestre clos le 30 juin 2011 comparativement à la période correspondante de 2010, principalement par suite de la comptabilisation de profits latents découlant de certaines relations de couverture de l'électricité qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables surtout à cause de l'augmentation de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia.

Les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont progressé pour le trimestre clos le 30 juin 2011 comparativement à la période correspondante de 2010, grâce aux solides résultats des activités de négociation en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique et aux marges accrues découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2010, sous l'effet des solides résultats des activités de négociation affichés en Alberta au deuxième trimestre et des marges accrues découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par une baisse des résultats dans la région du nord-ouest du Pacifique, entraînée par un recul des prix imputable à l'augmentation de l'offre au titre de la production hydroélectrique.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre clos le 30 juin 2011 sont plus élevés qu'à la période correspondante de 2010, en raison surtout de la hausse des charges de rémunération imputable aux marges de négociation accrues, de l'accroissement des frais de mise en valeur et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité, en partie contrebalancés par une baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont demeurés stables par rapport à ceux de la période correspondante de 2010, principalement du fait de la baisse des coûts parce que nous n'exploitons plus la centrale de base de Poplar Creek. Cette diminution a été contrebalancée par les coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité.

La dotation aux amortissements pour le trimestre clos le 30 juin 2011 a grimpé par rapport à la période correspondante de 2010, essentiellement par suite de la réduction de la valeur des pièces de rechange, en partie compensée par les fluctuations des valeurs résiduelles estimées.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, la dotation aux amortissements a enregistré une hausse comparativement à la période correspondante de 2010, qui provient surtout de l'incidence d'une diminution des coûts de démantèlement de la centrale de Wabamun au cours du premier trimestre de 2010, d'une augmentation des actifs et d'une réduction de la valeur des pièces de rechange, qui ont été en partie contrebalancées par les fluctuations des valeurs résiduelles estimées, la vente de la centrale de Meridian et des taux de change favorables.

L'imputation pour dépréciation d'actifs pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a été plus élevée qu'aux périodes correspondantes de 2010, une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes à l'égard d'un actif au sein des centrales d'énergies renouvelables, faisant partie de l'acquisition de Canadian Hydro Developers Inc. («Canadian Hydro»), ayant été comptabilisée afin de ramener la valeur de l'actif en cause à sa juste valeur.

La charge d'intérêt nette pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 s'est accrue par rapport aux périodes correspondantes de 2010, conséquence de la baisse des produits d'intérêt liée à la résolution de certaines questions fiscales en 2010 et de la hausse des taux d'intérêt.

La quote-part du résultat de sociétés satellites pour le trimestre clos le 30 juin 2011 a augmenté par rapport à la période correspondante en 2010, essentiellement par suite de la diminution des interruptions non planifiées.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, la quote-part du résultat de sociétés satellites a augmenté comparativement à la période correspondante de 2010, principalement en raison d'une baisse des interruptions planifiées, non planifiées et de la réalisation d'un profit à la vente d'une propriété, en partie contrebalancées par une diminution des recouvrements d'impôts sur le résultat et des taux de change défavorables.

Le recouvrement d'impôts sur le résultat pour le trimestre clos le 30 juin 2011 a été moins élevé qu'à la période correspondante de 2010, à cause d'un résultat avant impôts et taxes plus élevé en 2011 et d'un recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales qui avait été comptabilisé en 2010.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, la charge d'impôts sur le résultat s'est accrue comparativement à la période correspondante de 2010 par suite d'une hausse du résultat avant impôts et taxes et du taux d'imposition américain plus élevé découlant de la comptabilisation de profits latents liés à l'inefficacité des relations de couverture.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle a augmenté comparativement à la période correspondante de 2010, sous l'effet d'une hausse du résultat de TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»).

Les dividendes sur actions privilégiées pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2010 en raison de l'émission d'actions privilégiées au quatrième trimestre de 2010.

FONDS PROVENANT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES ET FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLES

Les fonds provenant des activités opérationnelles pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 ont progressé respectivement de 24 millions de dollars et 56 millions de dollars en regard des périodes correspondantes de 2010, résultat principal de la hausse du résultat net par suite de l'ajustement effectué pour tenir compte de l'incidence de certains éléments sans effet de trésorerie.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 ont augmenté respectivement de 70 millions de dollars et 92 millions de dollars par rapport aux périodes correspondantes de 2010, du fait de l'accroissement des fonds provenant des activités opérationnelles attribuable à la hausse du résultat net, à la baisse des dépenses d'investissement de maintien et au recul des dividendes sur actions ordinaires versés en espèces par suite du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions («RRDAA»).

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trimestre clos le 30 juin 2011

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

Le 7 juin 2010, nous avons annoncé l'interruption des activités à l'unité 3 de la centrale de Sundance en raison d'une défaillance mécanique de composantes de production critiques. Compte tenu de cet événement, nous avons émis un avis d'événement à faible probabilité et à incidence élevée et avons demandé une dispense en raison d'un cas de force majeure à l'acheteur du CAÉ. Depuis, nous avons comptabilisé une charge après impôts et taxes de 16 millions de dollars, soit 50 % des pénalités, comme elles sont calculées aux termes du CAÉ, en attendant que cette question soit résolue.

Le 20 octobre 2010, le Balancing Pool a confirmé qu'il était d'accord avec le fait que la défaillance mécanique répondait aux critères d'un événement à faible probabilité et à incidence élevée en vertu du CAÉ. Le 5 juillet 2011, le Balancing Pool a signifié l'annulation de sa décision précédente, puisque rien ne permet de conclure de manière irréfutable que l'événement était un cas de force majeure. Ainsi, le litige ne peut être résolu de manière définitive. La direction continue de croire que l'événement constitue à la fois un événement à faible probabilité et à incidence élevée et un cas de force majeure et que le litige sera résolu en faveur de TransAlta. En attendant une résolution de la question, nous sommes tenus de payer à l'acheteur du CAÉ les pénalités comme elles sont calculées aux termes du CAÉ et d'imputer aux résultats une charge additionnelle de 16 millions de dollars.

Bone Creek

Le 1^{er} juin 2011, notre centrale hydroélectrique de Bone Creek de 19 mégawatt-heures («MW») a démarré ses activités commerciales. Le coût en capital total du projet est d'environ 52 millions de dollars.

Centrale alimentée au charbon de Centralia

Le 29 avril 2011, le Gouverneur de l'État de Washington a promulgué le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Bill* (le «projet de loi»). Le projet de loi représente un accord de collaboration intervenu entre le bureau du Gouverneur, les législateurs de l'État et les groupes environnementaux locaux visant à établir un cadre pour délaissier progressivement l'énergie produite à partir du charbon à la centrale alimentée au charbon de Centralia d'ici 2025. Le protocole d'entente, qui fait partie du projet de loi, doit être signé par le Gouverneur au plus tard le 1^{er} janvier 2012. Nous continuerons à collaborer avec le gouvernement de l'État et d'autres parties concernées pour achever et instaurer avec succès le plan de transition.

Le projet de loi et le protocole d'entente correspondant incluent les éléments clés suivants :

- La fermeture d'une unité d'ici la fin de 2020 et de l'autre unité d'ici la fin de 2025, moment auquel le site sera remis en état selon une norme d'utilisation de terrain à vocation industrielle.
- Nous installerons une technologie de réduction des émissions axée sur une réduction non catalytique sélective avant le 1^{er} janvier 2013, et l'État de Washington et la communauté environnementale recommanderont à l'agence de protection environnementale des États-Unis («EPA») que nous soyons exemptés de l'installation d'une technologie de réduction catalytique sélective plus coûteuse. Si l'EPA impose l'installation d'une technologie de réduction catalytique sélective à Centralia, nous serons dégagés de nos obligations en vertu du projet de loi.
- Nous nous engagerons à avancer 55 millions de dollars sur la durée de vie de la centrale afin de soutenir l'expansion économique, de promouvoir l'efficacité énergétique et développer les technologies énergétiques propices à l'amélioration de l'environnement.
- La centrale alimentée au charbon de Centralia est exemptée de suivre les règlements sur les gaz à effet de serre («GES») imposés par l'État de Washington.
- Nous ne sommes plus limités par les modalités des contrats d'électricité de moins de cinq ans, et les services publics de l'État de Washington qui concluent des contrats avec la centrale de Centralia sont autorisés à réaliser un rendement sur les contrats.
- L'État de Washington favorisera une obtention rapide de permis pour une centrale alimentée au gaz naturel de remplacement, qui serait également exemptée de se conformer aux règlements sur les GES de l'État de Washington.

Vente de la centrale de Meridian

Le 1^{er} avril 2011, TA Cogen, filiale détenue à 50,01 % par TransAlta, a vendu sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian. La vente a eu lieu le 1^{er} janvier 2011. Nous avons ainsi réalisé un profit avant impôts et taxes de 3 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011.

Imputation pour dépréciation d'actifs

Au cours du deuxième trimestre de 2011, nous avons procédé à une évaluation visant à établir l'existence de dépréciations en nous fondant sur des estimations de juste valeur découlant de prévisions à long terme et de prix observés sur les marchés. Ainsi, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 9 millions de dollars à l'égard d'un actif au sein des centrales d'énergies renouvelables faisant partie de l'acquisition de Canadian Hydro afin de ramener la valeur de l'actif en cause à sa juste valeur. Cette dépréciation est incluse dans le secteur Production.

Semestre clos le 30 juin 2011

New Richmond

Le 28 mars 2011, nous avons annoncé que nous avons reçu l'approbation du gouvernement du Québec pour entreprendre la construction du parc éolien de New Richmond de 66 MW situé dans la péninsule de Gaspé. Le projet de New Richmond fait l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu avec Hydro-Québec Distribution. Le total du coût du projet est estimé à environ 205 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu pour le quatrième trimestre de 2012.

Interruption des activités des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

En décembre 2010, les unités 1 et 2 de notre centrale alimentée au charbon de Sundance ont été fermées en raison de l'état des chaudières des deux unités. Par conséquent, les 560 MW provenant des deux unités combinées, avec une production éventuelle respectivement de 1 223 GWh et 2 433 GWh, n'ont pas été disponibles pendant le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011.

Selon les modalités du CAÉ pour ces unités, nous avons envoyé un avis de cas de force majeure à l'acheteur du CAÉ et au Balancing Pool. Dans la mesure où l'événement respecte les critères de cas de force majeure établis dans le CAÉ, nous estimons avoir le droit de recevoir les paiements de capacité aux termes du CAÉ et ne pas être tenus de verser des pénalités pour l'indisponibilité des unités.

Le 8 février 2011, nous avons publié un avis de cessation d'activités aux fins de destruction des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance selon les modalités du CAÉ. Cette mesure a été prise après qu'il a été déterminé que l'état physique des chaudières des unités était tel que les unités ne pouvaient être remises en état, sur le plan économique, aux termes du CAÉ. Dans la mesure où l'événement respecte les critères de cessation d'activités aux fins de destruction établis dans le CAÉ, nous pensons avoir le droit de recouvrer la valeur comptable nette spécifiée dans le CAÉ.

Le 18 février 2011, l'acheteur du CAÉ a envoyé un avis indiquant qu'il avait l'intention de contester l'avis de force majeure et la cessation d'activités aux fins de destruction et de suivre le processus de résolution de litiges établi dans le CAÉ. Le processus d'arbitrage exécutoire visant à résoudre le litige est en cours. Les membres du groupe d'arbitrage ont déterminé les dates, en mars et en avril 2012, auxquelles ils entendront les réclamations et, à moins que les parties s'entendent pour raccourcir les échéances, une décision devrait être rendue vers la fin du premier semestre de 2012.

Bien qu'aucune certitude ne puisse être donnée quant à la chronologie ou l'issue de ce litige susceptible d'influer sur les flux de trésorerie au cours de la période intermédiaire, nous estimons qu'il sera résolu en notre faveur.

Variation des justes valeurs estimées

Au cours du premier trimestre de 2011, la direction a procédé à un examen complet des valeurs résiduelles de tous nos actifs de production, en tenant compte, entre autres, des attentes quant à la condition future des actifs, des volumes de métaux ainsi que d'autres facteurs liés au marché. Par conséquent, les valeurs résiduelles estimées ont été révisées, ce qui a entraîné une baisse respectivement de 3 millions de dollars et 6 millions de dollars de l'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 par rapport aux périodes correspondantes en 2010. L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 devrait baisser d'environ 13 millions de dollars.

ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Président et chef de la direction

Le 27 juillet 2011, nous avons annoncé que Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta, prendra sa retraite le 1^{er} janvier 2012. Dawn Farrell, chef de l'exploitation de TransAlta, succédera à M. Snyder à titre de président et chef de la direction à compter du 2 janvier 2012.

Vente de la centrale de Grande Prairie

Le 27 juillet 2011, nous avons signé une entente visant la vente de notre participation dans la centrale alimentée à la biomasse située à Grande Prairie. La clôture de l'opération devrait avoir lieu au troisième trimestre.

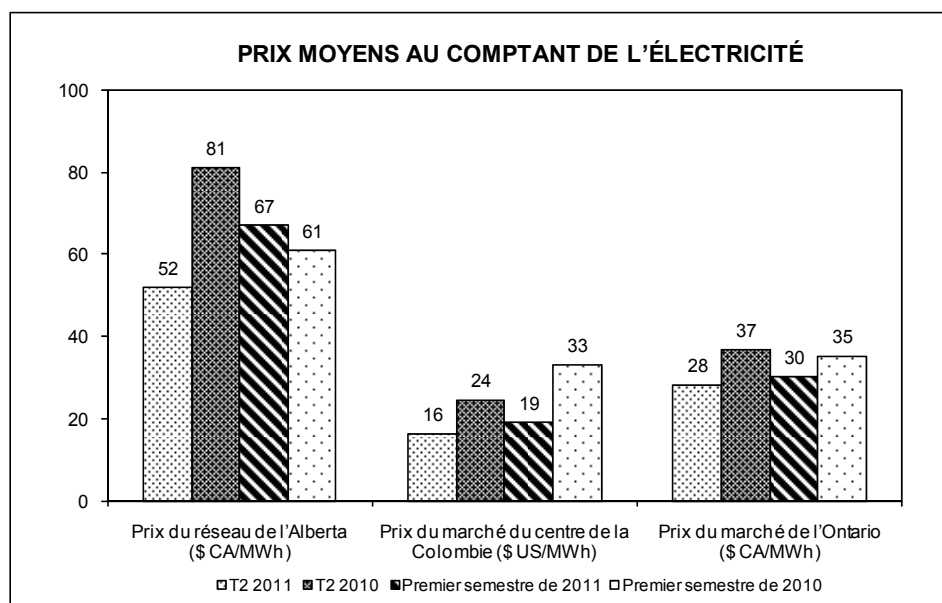
CONTEXTE D'AFFAIRES

Nous exerçons nos activités dans divers 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 2010.

Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport annuel de 2010 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités ainsi que de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

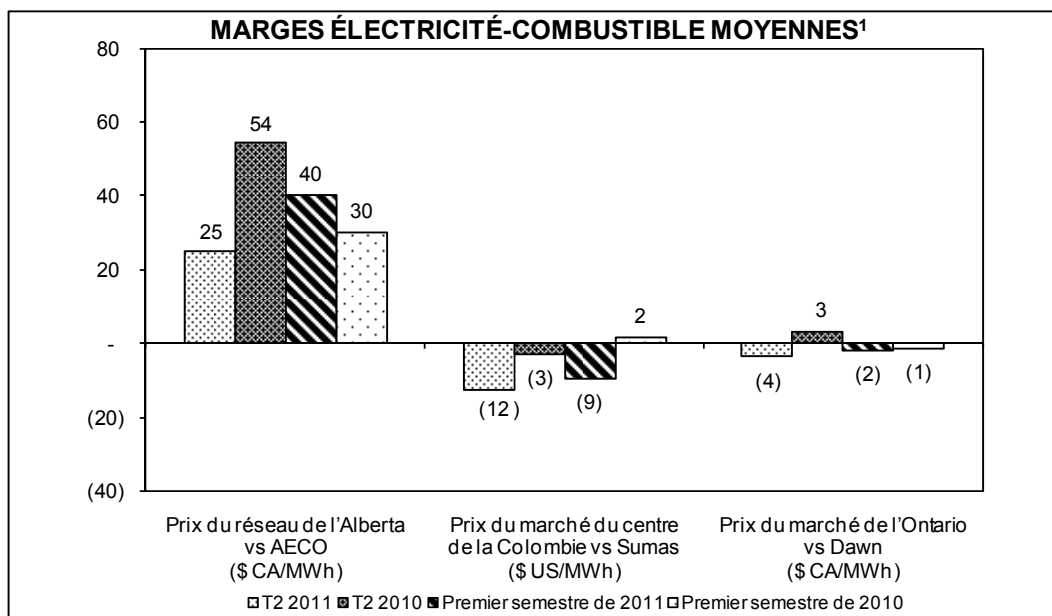
Les prix moyens au comptant de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2011 et 2010 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, les prix au comptant moyens ont diminué dans les trois marchés en regard de la période correspondante de 2010. En Alberta, la diminution est le fait des meilleurs taux de disponibilité des unités et de l'absence d'interruptions liées à d'importantes réparations des réseaux de transport. Dans le nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix ont diminué à cause d'une hausse considérable de la production d'hydroélectricité en 2011.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les prix au comptant moyens ont augmenté en Alberta, mais ont diminué dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, comparativement à la période correspondante en 2010. En Alberta, les prix du marché plus élevés au premier trimestre ont contrebalancé en partie les prix moins élevés au deuxième trimestre. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, l'accroissement de la production d'hydroélectricité a donné lieu à une baisse des prix. En Ontario, les prix moins élevés du gaz naturel et l'augmentation de la production d'hydroélectricité ont poussé les prix à la baisse.

Pendant le deuxième trimestre de 2011, plus de 90 % de notre portefeuille consolidé en électricité étaient sous contrat au moyen de CAÉ et d'autres contrats à long terme. Nous avons également conclu des contrats sur instruments financiers et des contrats prévoyant la livraison à court terme pour les volumes restants, dont la plupart sont d'une durée d'au plus cinq ans, à un prix moyen pour le reste de 2011 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 clos le 30 juin 2011, les marges électricité-combustible moyennes se sont rétrécies dans les trois marchés en regard de la période correspondante de 2010, sous l'effet de la baisse des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, les marges électricité-combustible moyennes ont reculé aussi par suite de l'augmentation des prix du gaz naturel.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les marges électricité-combustible moyennes ont grimpé en Alberta grâce à l'augmentation des prix de l'électricité et à une baisse des prix du gaz naturel. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario en regard de la période correspondante de 2010, conséquence de la baisse des prix de l'électricité.

PRODUCTION : *TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des centrales éoliennes, des centrales géothermiques, des centrales alimentées à la biomasse, au charbon et au gaz naturel ainsi que des activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production et la rentabilité globale sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau. 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 2010.*

En raison de notre transition aux IFRS, notre participation à la centrale de production de Fort Saskatchewan est maintenant comptabilisée comme un contrat de location-financement, et notre participation dans les coentreprises CE Generation, LLC («CE Gen») et Wailuku River Hydroelectric L.P. («Wailuku») est maintenant comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Par conséquent, les résultats des activités opérationnelles et les résultats financiers connexes ne sont pas inclus dans nos régions géographiques Ouest du Canada et International. Selon les PCGR du Canada, ces actifs ont été consolidés proportionnellement. Même si ces actifs ne contribuent plus au résultat des activités opérationnelles du secteur Production aux fins comptables, la direction est d'avis que ces centrales font encore partie intégrante de notre secteur Production. Veuillez vous reporter aux rubriques «Contrat de location-financement» et «Placements» de l'analyse du secteur Production et «Changements comptables» du présent rapport de gestion pour obtenir plus de détails.

ACTIVITÉS DE PRODUCTION : *Au 30 juin 2011, ces actifs de production affichaient une capacité de production brute¹ de 7 962 MW (participation nette de 7 620 MW) et une capacité de production nette de 352 MW en construction. L'information suivante exclut les actifs qui sont comptabilisés comme un contrat de location-financement ou selon la méthode de la mise en équivalence, qui sont abordés séparément dans l'analyse du secteur Production.*

Les résultats produits par ces actifs sont comme suit :

Trimestres clos les 30 juin	2011				2010	
	Total	Ajustements comparables ²	Total comparable ²	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	478	65	543	31,23	547	29,38
Combustible et achats d'électricité	187	-	187	10,75	225	12,08
Marge brute	291	65	356	20,48	322	17,30
Exploitation, entretien et administration	109	(5)	104	5,98	107	5,75
Amortissement	113	(4)	109	6,27	111	5,96
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	0,40	8	0,43
Répartition des coûts intersectoriels	2	-	2	0,12	2	0,11
Charges opérationnelles	231	(9)	222	12,77	228	12,25
Produits opérationnels	60	74	134	7,71	94	5,05
Capacité installée (GWh)	17 389		17 389		18 620	
Production (GWh)	8 368		8 368		9 693	
Disponibilité (%)	75,4		75,4		81,0	

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.*

2) *Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» 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 résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.*

Semestres clos les 30 juin	2011				2010	
	Total	Ajustements comparables ¹	Total comparable ¹	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	1 281	(134)	1 147	33,20	1 229	32,65
Combustible et achats d'électricité	397	-	397	11,49	542	14,40
Marge brute	884	(134)	750	21,71	687	18,25
Exploitation, entretien et administration	209	(5)	204	5,91	219	5,82
Amortissement	222	(4)	218	6,31	212	5,63
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	14	0,41	14	0,37
Répartition des coûts intersectoriels	4	-	4	0,12	3	0,08
Charges opérationnelles	449	(9)	440	12,75	448	11,90
Produits opérationnels	435	(125)	310	8,96	239	6,35
Capacité installée (GWh)	34 546		34 546		37 636	
Production (GWh)	17 927		17 927		22 055	
Disponibilité (%)	82,8		82,8		86,1	

Production et marges brutes aux fins de comparaison¹

Les volumes de production, les produits des activités ordinaires aux fins de comparaison¹, les coûts du combustible et des achats d'électricité et les marges brutes aux fins de comparaison¹ d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

Trimestre clos le 30 juin 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits des activités ordinaires ²	Combustible et achats d'électricité	Marge brute ²	Produits des activités ordinaires par MWh installé ²	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé ²
Charbon	5 274	6 436	216	95	121	33,56	14,76	18,80
Gaz	655	832	29	10	19	34,86	12,02	22,84
Énergies renouvelables	884	2 913	50	2	48	17,16	0,69	16,47
Total – Ouest du Canada	6 813	10 181	295	107	188	28,98	10,51	18,47
Gaz	819	1 638	100	56	44	61,05	34,19	26,86
Énergies renouvelables	383	1 444	37	2	35	25,62	1,39	24,23
Total – Est du Canada	1 202	3 082	137	58	79	44,45	18,82	25,63
Charbon	-	2 929	80	13	67	27,31	4,44	22,87
Gaz	353	1 197	31	9	22	25,90	7,52	18,38
Total – International	353	4 126	111	22	89	26,90	5,33	21,57
	8 368	17 389	543	187	356	31,23	10,75	20,48

1) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» 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 résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

2) Les montants représentent des chiffres comparatifs.

Trimestre clos le 30 juin 2010	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits des activités ordinaires	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits des activités ordinaires par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Charbon	5 601	7 659	184	83	101	24,02	10,84	13,18
Gaz	934	1 072	57	19	38	53,17	17,72	35,45
Énergies renouvelables	569	2 721	43	1	42	15,80	0,37	15,43
Total – Ouest du Canada	7 104	11 452	284	103	181	24,80	8,99	15,81
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	947	3 007	102	53	49	33,92	17,63	16,29
Gaz	379	1 197	29	7	22	24,23	5,85	18,38
Total – International	1 326	4 204	131	60	71	31,16	14,27	16,89
	9 693	18 620	547	225	322	29,38	12,08	17,30

Semestre clos le 30 juin 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits des activités ordinaires ¹	Combustible et achats d'électricité	Marge brute ¹	Produits des activités ordinaires par MWh installé ¹	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé ¹
Charbon	10 820	12 802	420	154	266	32,81	12,03	20,78
Gaz	1 397	1 655	67	19	48	40,48	11,48	29,00
Énergies renouvelables	1 595	5 753	101	5	96	17,56	0,87	16,69
Total – Ouest du Canada	13 812	20 210	588	178	410	29,09	8,81	20,28
Gaz	1 825	3 258	217	121	96	66,61	37,14	29,47
Énergies renouvelables	793	2 872	76	4	72	26,46	1,39	25,07
Total – Est du Canada	2 618	6 130	293	125	168	47,80	20,39	27,41
Charbon	816	5 825	205	75	130	35,19	12,88	22,31
Gaz	681	2 381	61	19	42	25,62	7,98	17,64
Total – International	1 497	8 206	266	94	172	32,42	11,46	20,96
	17 927	34 546	1 147	397	750	33,20	11,49	21,71

Semestre clos le 30 juin 2010	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits des activités ordinaires	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits des activités ordinaires par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Charbon	12 424	15 837	383	143	240	24,18	9,03	15,15
Gaz	1 808	2 078	112	43	69	53,90	20,69	33,21
Énergies renouvelables	1 174	5 465	75	4	71	13,72	0,73	12,99
Total – Ouest du Canada	15 406	23 380	570	190	380	24,38	8,13	16,25
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	5 981	328	207	121	54,84	34,61	20,23
Gaz	730	2 381	56	22	34	23,52	9,24	14,28
Total – International	4 255	8 362	384	229	155	45,92	27,39	18,53
	22 055	37 636	1 229	542	687	32,65	14,40	18,25

1) Les montants représentent des chiffres comparatifs.

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 2010 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 clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin (GWh)	Semestre clos le 30 juin (GWh)
Production de 2010	7 104	15 406
Interruption des activités aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(968)	(1 952)
Démantèlement de la centrale de Wabamun	-	(473)
Vente de la centrale de Meridian	(198)	(434)
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(151)	(109)
Baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales visées par des CAÉ en Alberta	831	1 022
Hausse des volumes d'hydroélectricité	162	239
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	121	182
(Baisse) hausse de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	(46)	29
Divers	(42)	(98)
Production de 2011	6 813	13 812

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison¹ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin	Semestre clos le 30 juin
Marge brute aux fins de comparaison ¹ de 2010	181	380
Baisse des interruptions planifiées et non planifiées aux centrales visées par des CAÉ en Alberta	34	48
Hausse des volumes d'hydroélectricité	10	31
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	3	6
Centrale de base de Poplar Creek qui n'est plus exploitée par TransAlta – contrepassation au titre des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	(13)	(24)
Prix défavorables	(24)	(16)
Démantèlement de la centrale de Wabamun	-	(10)
Vente de la centrale de Meridian	(4)	(7)
Divers	1	2
Marge brute aux fins de comparaison¹ de 2011	188	410

1) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» 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 résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

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 2010 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin (GWh)	Semestre clos le 30 juin (GWh)
Production de 2010	1 263	2 394
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	98	198
Baisse des interruptions aux centrales alimentées au gaz naturel	23	49
Conditions (défavorables) favorables du marché pour les centrales alimentées au gaz naturel	(151)	33
Hausse des interruptions aux parcs éoliens	(17)	(41)
Divers	(14)	(15)
Production de 2011	1 202	2 618

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin	Semestre clos le 30 juin
Marge brute de 2010	70	152
Augmentation des volumes d'énergie éolienne	10	16
Divers	(1)	-
Marge brute de 2011	79	168

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel 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 2010 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 clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin (GWh)	Semestre clos le 30 juin (GWh)
Production de 2010	1 326	4 255
Hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(1 356)	(1 254)
Acheminement économique à la centrale thermique de Centralia	585	(1 133)
Hausse des interruptions planifiées à la centrale thermique de Centralia	(183)	(334)
Divers	(19)	(37)
Production de 2011	353	1 497

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute aux fins de comparaison¹ pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin	Semestre clos le 30 juin
Marge brute aux fins de comparaison ¹ de 2010	71	155
Prix favorables, surtout induits par la baisse des prix d'achat de l'électricité	20	28
Taux de change favorable	2	1
Baisse de la production à la centrale thermique de Centralia	-	(3)
Divers	(4)	(9)
Marge brute aux fins de comparaison¹ de 2011	89	172

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu une incidence négative sur nos marges brutes, car nous avons été en mesure de prolonger les interruptions planifiées afin de profiter des plus faibles prix du marché pour acheter de l'électricité et ainsi honorer nos contrats d'électricité.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 ont été plus élevés qu'aux périodes correspondantes de 2010, en raison de la sortie du bilan de certains frais d'aménagement de projets éoliens, ce qui a entraîné une augmentation ponctuelle de 5 millions de dollars avant impôts et taxes (3 millions de dollars après impôts et taxes) des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration dans le secteur Production et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité; cette augmentation a été contrebalancée en partie par une baisse des coûts liés à l'abandon de la gestion de la centrale de base de Poplar Creek.

Dotation aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 sont présentés ci-après :

	Trimestre clos le 30 juin	Semestre clos le 30 juin
Dotation aux amortissements de 2010	111	212
Frais de démantèlement à la centrale de Wabamun	-	9
Augmentation des actifs	1	8
Dépréciation de pièces de rechange	4	4
Variation des valeurs résiduelles	(3)	(6)
Vente de la centrale de Meridian	(2)	(4)
Taux de change favorable	(2)	(4)
Divers	4	3
Dotation aux amortissements de 2011	113	222

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, nous avons ramené la valeur de certaines pièces de rechange à leur valeur recouvrable estimée, ce qui a entraîné une augmentation de 4 millions de dollars avant impôts et taxes (3 millions de dollars après impôts et taxes) de la dotation aux amortissements dans le secteur Production.

1) Les chiffres comparatifs ne sont pas définis selon les IFRS. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » 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 résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

CONTRAT DE LOCATION-FINANCEMENT

Bien que nous continuions à exploiter la centrale de Fort Saskatchewan, notre contrat à long terme a été déterminé comme un contrat de location-financement selon les IFRS, parce que les risques et avantages principaux liés à sa possession ont été transférés au client. Par conséquent, les actifs faisant l'objet du contrat ont été retirés des immobilisations corporelles, et les montants à payer en vertu du contrat ont été comptabilisés dans les états consolidés résumés de la situation financière comme une créance au titre du contrat de location-financement. Selon les PCGR du Canada, nous consolidons proportionnellement notre participation dans les résultats financiers et les résultats des activités opérationnelles de la centrale de Fort Saskatchewan. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés intermédiaires au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date pour des renseignements additionnels sur notre contrat de location-financement.

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel qui affichait une capacité de production brute de 71 MW en cours d'activité (participation véritable nette de 35 MW) au 30 juin 2011. Les renseignements clés sur les activités opérationnelles se rapportant à notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuerons à exploiter, sont résumés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Disponibilité (%)	94,4	94,0	99,9	98,7
Production (GWh)	114	126	233	253

La disponibilité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a été comparable à celle des périodes correspondantes en 2010.

La production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a diminué respectivement de 12 GWh et 20 GWh comparativement aux périodes correspondantes en 2010, surtout en raison de la baisse de la demande des clients.

Les produits tirés des contrats de location-financement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 ont été respectivement de 2 millions de dollars (2 millions de dollars au 30 juin 2010) et 4 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 juin 2010).

PLACEMENTS

Selon les IFRS, les participations dans des coentreprises qui sont des entités sous contrôle conjoint, comme nos coentreprises de CE Gen et de Wailuku, peuvent être comptabilisées selon la méthode de la consolidation proportionnelle ou selon la méthode de la mise en équivalence. Nous avons adopté la méthode de la mise en équivalence pour comptabiliser ces participations afin de nous aligner sur les exigences de l'IFRS 11, *Accords conjoints*, qui ont été publiées par l'International Accounting Standards Board («IASB») en mai 2011. Selon les PCGR du Canada, nous consolidons proportionnellement notre participation dans les résultats financiers et les résultats des activités opérationnelles des centrales de CE Gen et de Wailuku.

Ce changement a entraîné le reclassement de notre quote-part des actifs et passifs de chaque poste dans nos états consolidés résumés de la situation financière dans un seul poste intitulé «Placements». Notre quote-part des produits et charges a été reclassée de chaque poste et présentée comme un seul montant intitulé «Quote-part du résultat (de la perte) de sociétés satellites» dans les comptes consolidés résumés de résultat. Se reporter à la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date pour obtenir des renseignements financiers additionnels sur nos placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence.

Nos placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, avec une capacité de production brute de 390 MW. Le tableau qui suit résume les renseignements clés sur les placements comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Disponibilité (%)	100,0	96,3	95,3	93,0
Production (GWh)				
Gaz	80	51	205	205
Énergies renouvelables	316	331	617	602
Total de la production	396	382	822	807

La disponibilité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 s'est accrue par rapport aux périodes correspondantes en 2010 en raison de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées aux installations de CE Gen.

La production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a été comparable à celle des périodes correspondantes en 2010.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, notre quote-part du résultat de sociétés satellites attribuable à CE Gen et à Wailuku s'est établie à 2 millions de dollars, comparativement à un résultat de 1 million de dollars pour la période correspondante en 2010. La quote-part a été plus élevée en raison d'une baisse des interruptions non planifiées.

La quote-part du résultat de sociétés satellites attribuable à CE Gen et à Wailuku pour le semestre clos le 30 juin 2011 a été de 2 millions de dollars, contre une perte de 3 millions de dollars pour la période correspondante de 2010. La quote-part a augmenté surtout par suite d'une diminution des interruptions non planifiées et de la réalisation d'un profit à la vente d'une propriété, en partie compensées par une réduction des recouvrements d'impôts sur le résultat et par des taux de change défavorables.

OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES : *Ce secteur tire ses produits du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte de marges brutes, tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque, est une mesure clé du secteur Opérations sur les produits énergétiques.*

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques gère la capacité de production disponible de même que les besoins de combustible et de transport du secteur Production en utilisant des contrats comportant diverses durées pour la vente à terme d'électricité et l'achat de gaz naturel et de capacité de transport. Le secteur Opérations sur les produits énergétiques est également responsable des décisions en matière d'optimisation du portefeuille. 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» de notre rapport annuel de 2010.

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Marge brute	37	-	52	14
Exploitation, entretien et administration	10	2	15	5
Dotation aux amortissements	1	1	1	1
Recouvrement des coûts intersectoriels	(2)	(2)	(4)	(3)
Charges opérationnelles	9	1	12	3
Produits opérationnels	28	(1)	40	11

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, les marges brutes ont progressé comparativement à la période correspondante de 2010, grâce aux solides résultats des activités de négociation en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique et aux marges accrues découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel.

Pour le semestre clos le 30 juin 2011, les marges ont augmenté comparativement à la période correspondante de 2010, sous l'effet des solides résultats des activités de négociation affichés en Alberta au deuxième trimestre et des marges accrues découlant de l'acquisition de contrats d'électricité et de gaz naturel. Ces résultats positifs ont été en partie neutralisés par une baisse des résultats dans la région du nord-ouest du Pacifique, entraînée par un recul des prix imputable à l'offre plus élevée au titre de la production hydroélectrique.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 ont augmenté par rapport aux mêmes périodes en 2010 par suite de la hausse des charges de rémunération du personnel et des coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité.

SIÈGE SOCIAL : *Nos secteurs Production et Opérations sur les produits énergétiques 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 liés à l'environnement, à la santé et à la sécurité, et au développement durable, des services de communication et de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologies de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services d'audit interne ainsi que d'autres services administratifs.*

Les frais engagés par le secteur Siège social sont comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Exploitation, entretien et administration	15	19	38	38
Dotation aux amortissements	6	4	11	9
Charges opérationnelles	21	23	49	47

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont diminué par rapport à la période correspondante en 2010 en raison de la réaffectation de certains coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

Selon les IFRS, dans le cadre desquels l'actualisation est utilisée, l'accroissement de la valeur comptable d'une provision, comme les provisions au titre du démantèlement et de la remise en état, en raison du passage du temps est comptabilisé à titre de charge financière et inclus dans la charge d'intérêt nette. Selon les PCGR du Canada, ce montant a été comptabilisé dans la dotation aux amortissements ou au poste Combustible et achats d'électricité.

Les composantes de la charge d'intérêt nette sont présentées ci-dessous :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Intérêts sur les emprunts	55	55	110	108
Produit d'intérêt	-	(14)	-	(14)
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(12)	(13)	(23)	(22)
Divers	1	-	1	-
Charge d'intérêt	44	28	88	72
Désactualisation des provisions	4	5	9	9
Charge d'intérêt nette	48	33	97	81

La variation de la charge d'intérêt nette pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 par rapport aux périodes correspondantes de 2010 est illustrée ci-dessous :

	Trimestre clos le 30 juin	Semestre clos le 30 juin
Charge d'intérêt nette de 2010	33	81
Baisse du produit d'intérêt surtout imputable à la résolution de certaines questions fiscales en suspens en 2010	15	15
Hausse des taux d'intérêt	3	5
(Baisse) hausse des niveaux d'endettement	(1)	1
Baisse (hausse) des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	1	(1)
Taux de change favorable	(3)	(4)
Charge d'intérêt nette de 2011	48	97

IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

Le tableau qui suit présente un rapprochement des impôts sur le résultat et des taux d'imposition effectifs sur le résultat à l'exclusion des éléments non comparables :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Résultat avant impôts sur le résultat	16	40	329	126
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(7)	(7)	(20)	(14)
Quote-part (du résultat) de la perte de sociétés satellites	(2)	(1)	(2)	3
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	65	-	(134)	-
Imputation pour dépréciation d'actifs	9	-	9	-
Autres éléments non comparables	6	-	6	-
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	87	32	188	115
(Recouvrement) charge d'impôts sur le résultat	(6)	(30)	86	(11)
Recouvrement (charge) d'impôts sur résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	23	-	(47)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation pour dépréciation d'actifs	2	-	2	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	30	-	30
Impôts sur le résultat liés à d'autres éléments non comparables	2	-	2	-
Charge d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	21	-	43	19
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables	24	-	23	17

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge d'impôts sur le résultat s'est accrue comparativement aux mêmes périodes en 2010 par suite d'une hausse du résultat aux fins de comparaison.

Le taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 a progressé essentiellement par suite de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le résultat et d'une modification de la composition des territoires où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Par suite de notre transition aux IFRS, les participations ne donnant pas le contrôle liées à notre quote-part dans l'installation de Saranac sont présentées comme une partie de notre investissement dans CE Gen. Se reporter à la rubrique «Placements» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre clos le 30 juin 2011 est resté stable en regard de la période correspondante de 2010. Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le semestre clos le 30 juin 2011 a progressé de 6 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2010 en raison de l'accroissement du résultat de TA Cogen.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états consolidés résumés de la situation financière du 31 décembre 2010 au 30 juin 2011 :

	Augmentation/ (Diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Charges payées d'avance	13	Paiements d'avance des primes d'assurance annuelles
Impôts sur le résultat à recevoir	(15)	Résolution de certaines questions fiscales
Stocks	59	Baisse de la production à nos centrales alimentées au charbon
Actifs disponibles à la vente	(60)	Conclusion de la vente de la centrale de Meridian
Immobilisations corporelles nettes	(51)	Incidences de l'amortissement, de l'imputation pour dépréciation d'actifs et des taux de change défavorables, en partie compensées par les ajouts d'immobilisations
Actifs de gestion du risque (courants et à long terme)	(56)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Autres actifs	(25)	Transfert du dépôt du projet aux immobilisations corporelles
Dettes fournisseurs et charges à payer	(132)	Respect du calendrier des paiements et baisse des capitaux à payer
Garantie reçue	(59)	Réduction de la garantie reçue des contreparties découlant des fluctuations des prix à terme
Dividendes à verser	(65)	Respect du calendrier des déclarations de dividendes sur actions ordinaires
Provisions pour démantèlement et autres provisions (courantes et à long terme)	54	Augmentation des provisions pour démantèlement et des provisions commerciales
Crédits différés et autres passifs à long terme	35	Augmentation des prestations définies à payer
Passifs de gestion du risque (courants et à long terme)	138	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(54)	Augmentation du résultat net, contrebalancée par les variations du cumul des autres éléments du résultat global
Participations ne donnant pas le contrôle	(47)	Distributions versées, en partie compensées par la quote-part du résultat net des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la note 7 des états financiers consolidés de notre rapport annuel de 2010 et à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date pour obtenir des renseignements sur les instruments financiers. Se reporter à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport annuel de 2010 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 changé depuis le 31 décembre 2010, et notre transition aux IFRS n'a eu aucune incidence importante sur notre comptabilisation des instruments financiers.

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques peut conclure des transactions sur des produits de base comportant des caractéristiques non standard pour lesquelles il n'y a pas de données de marché observables disponibles. Ces instruments sont définis comme des instruments financiers de niveau III en vertu des IFRS. 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 comportant des données

reposant sur des données historiques comme la disponibilité de l'unité, la congestion du transport ou le profil 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 des états financiers.

Par suite de notre acquisition de Canadian Hydro, nous détenons 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 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. Ils sont conclus à un prix donné avec des contreparties que nous estimons solvables.

Au 30 juin 2011, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable nette du passif de 18 millions de dollars (20 millions de dollars au 31 décembre 2010).

Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, des profits latents avant impôts et taxes de 204 millions de dollars ont été sortis du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat, étant donné que certaines relations de couverture de l'électricité étaient jugées inefficaces aux fins comptables. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici la conclusion prévue des transactions couvertes sous-jacentes. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période au cours de laquelle les contrats sont réglés, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2011 et de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés en résultat au cours de la période, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, nous avons abandonné la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie qui ne répondaient plus aux critères de la comptabilité de couverture. Les profits de couverture cumulés de 16 millions de dollars comptabilisés dans les autres éléments du résultat global («AÉRG») continueront d'être différés dans les AÉRG et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues auront lieu.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

Notre transition aux IFRS a modifié la présentation de plusieurs éléments dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie. Le plus important de ces éléments est l'incidence de l'utilisation de la méthode de la mise en équivalence en remplacement de celle de la consolidation proportionnelle pour comptabiliser nos participations dans CE Gen et Wailuku. Notre quote-part de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de CE Gen et de Wailuku et les variations des flux de trésorerie ne sont plus présentées pour chaque poste des rubriques activités opérationnelles, activités d'investissement et activités de financement des tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie. Plutôt, les distributions en espèces reçues sont présentées comme une activité opérationnelle, et les rendements des capitaux investis ou les montants additionnels investis sont présentés comme une activité d'investissement. L'incorporation dans l'actif des coûts associés aux principales activités d'entretien planifié et d'inspection prévues qui étaient passés en charges auparavant selon les PCGR du Canada entraînera la présentation de ces dépenses comme une activité d'investissement selon les IFRS. Selon les PCGR du Canada, ces dépenses ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

Les tableaux suivants présentent les variations importantes dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 comparativement aux périodes correspondantes en 2010 :

Trimestres clos les 30 juin	2011	2010	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	40	56	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	144	126	Hausse du résultat au comptant de 24 millions de dollars, contrebalancée par les variations défavorables des soldes du fonds de roulement de 6 millions de dollars, en raison essentiellement du calendrier des paiements et des encaissements
Activités d'investissement	(107)	(367)	Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles de 197 millions de dollars et produit de la vente de la centrale de Meridian de 30 millions de dollars
Activités de financement	(41)	220	Baisse des emprunts découlant d'une hausse des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et d'une diminution des flux de trésorerie liés aux activités d'investissement et baisse des dividendes en espèces sur actions ordinaires
Conversion des liquidités en devises	2	(3)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	38	32	

Semestres clos les 30 juin	2011	2010	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	35	53	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	291	297	Variations défavorables des soldes du fonds de roulement de 62 millions de dollars, en raison essentiellement du calendrier des paiements et des encaissements, compensés par une hausse du résultat au comptant de 56 millions de dollars
Activités d'investissement	(219)	(418)	Diminution des ajouts aux immobilisations corporelles de 231 millions de dollars et produit de la vente de la centrale de Meridian de 30 millions de dollars, compensés par une baisse de 82 millions de dollars de la garantie reçue des contreparties
Activités de financement	(70)	103	Baisse des emprunts découlant d'une diminution des flux de trésorerie d'investissement et des dividendes en espèces sur actions ordinaires
Conversion des liquidités en devises	1	(3)	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	38	32	

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Le risque de liquidité 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 de liquidité en maintenant suffisamment de ressources financières liquides pour financer les obligations à mesure qu'elles deviennent exigibles, et ce, de la façon la plus rentable.

Nos besoins de liquidités sont comblés par diverses sources, dont les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, 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 opérationnelles, les dépenses d'investissement, les dividendes, les distributions aux commanditaires ne détenant pas le contrôle, le versement des intérêts sur les titres d'emprunt et le remboursement du capital.

Dette

Selon les IFRS, la dette découlant de nos coentreprises comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence n'est plus présentée comme un emprunt sans recours. Les emprunts avec et sans recours totalisaient 4,1 milliards de dollars au 30 juin 2011 et 4,1 milliards de dollars au 31 décembre 2010.

Facilités de crédit

Au 30 juin 2011, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2010), dont un montant de 0,8 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2010) n'a pas été prélevé et est disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2011, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,2 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2010), ce qui correspondait à des retraits réels de 0,9 milliard de dollars (0,6 milliard de dollars au 31 décembre 2010) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2010). Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2015, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre le quatrième trimestre de 2012 et le troisième trimestre de 2013. Au cours du deuxième trimestre, nous avons renouvelé notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et reporté la date d'échéance de 2012 à 2015. La facilité continue d'être régie par des conditions commerciales raisonnables.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons aussi de 38 millions de dollars de liquidités.

Capital social

Le 27 juillet 2011, nous avons 222,9 millions d'actions ordinaires en circulation et 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang en circulation.

Au 30 juin 2011, nous avons 222,0 millions d'actions ordinaires (220,3 millions au 31 décembre 2010) émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, 0,8 million (0,2 million au 30 juin 2010) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 17 millions de dollars (3 millions de dollars au 30 juin 2010). Au cours des trimestres clos les 30 juin 2011 et 2010, toutes les actions ordinaires ont été émises en vertu du RRDA. Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, 1,7 million (0,4 million au 30 juin 2010) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 35 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 juin 2010). Sur ces 1,7 million d'actions ordinaires émises au cours du semestre clos le 30 juin 2011, 0,1 million ont été émises pour un produit au comptant de 1 million de dollars, et 1,6 million ont été émises pour un produit de 34 millions de dollars selon les modalités du RRDA. Sur ces 0,4 million d'actions ordinaires émises au cours du semestre clos le 30 juin 2010, 0,2 million ont été émises pour un produit au comptant de 1 million de dollars, et 0,2 million ont été émises pour un produit de 3 millions de dollars selon les modalités du RRDA.

Nous avons recours à divers régimes de paiements fondés sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la société. Au 30 juin 2011, nous avons attribué 1,8 million d'options sur actions en cours à des employés (2,2 millions au 31 décembre 2010). Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, 0,4 million d'options sont arrivées à échéance, ou ont été

exercées ou annulées (un nombre nominal d'options sont arrivées à échéance ou ont été exercées ou annulées au 30 juin 2010). Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, 0,4 million d'options sont arrivées à échéance, ou ont été exercées ou annulées (un nombre nominal d'options sont arrivées à échéance ou ont été exercées ou annulées au 30 juin 2010).

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 2011, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 347 millions de dollars (297 millions de dollars au 31 décembre 2010) et des garanties au comptant de 35 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2010). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos états consolidés résumés de la situation financière aux postes Passifs de gestion du risque et Provisions pour démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

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. La campagne électorale fédérale en cours devrait entraîner le report de la publication initiale de l'ébauche des règlements après la date annoncée antérieurement, soit au mois d'avril 2011. À l'heure actuelle, nous examinons, avec les gouvernements du Canada et de l'Alberta, la conception de la réglementation proposée.

En Ontario, le gouvernement provincial continue d'élaborer des plans visant à établir un cadre réglementaire en matière d'émissions de GES conformément au modèle d'initiative climatique de l'Ouest. Le 12 avril 2011, le gouvernement a annoncé qu'il entendait prendre plus de temps pour élaborer son cadre au titre des GES et retarderait la mise en place jusqu'après janvier 2012, la date prévue pour l'adoption du modèle d'initiative climatique de l'Ouest.

Le 25 janvier 2011, le président Obama a proposé une norme sur l'énergie propre qui exigerait que 80 % de l'électricité du pays proviennent de technologies d'énergie propre d'ici 2035. Les diverses sources d'énergie propre comprennent les énergies renouvelables, l'énergie nucléaire, le gaz naturel efficace et le charbon non polluant. Les comités du Congrès étudient actuellement comment atteindre cet objectif.

Pour de plus amples renseignements à ce sujet et d'autres sujets, veuillez consulter la rubrique portant sur les changements climatiques et l'environnement de notre rapport annuel de 2010.

PERSPECTIVES POUR 2011

En 2011, nous prévoyons une croissance modérée du résultat par action aux fins de comparaison, des fonds provenant des activités opérationnelles et du BAIIA aux fins de comparaison d'après les éléments décrits ci-après.

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

Les prix de l'électricité pour le reste de 2011 devraient être en moyenne plus élevés que les prix au premier semestre en Alberta et dans la région du nord-ouest du Pacifique. En Alberta, cela résulte d'une charge moyenne et de pointe plus élevée ainsi que du resserrement de l'équilibre global de l'offre et de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, l'influence moindre de la production hydroélectrique s'est traduite par une hausse des prix; cependant, les prix dans la première moitié du troisième trimestre pourraient être touchés négativement par une année hydrologique prolongée.

Législation environnementale

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a annoncé son plan de coordonner le calendrier et la structure de son cadre réglementaire sur les émissions de GES avec les États-Unis, même si le secteur des centrales alimentées au charbon sera réglementé séparément et plus tôt. 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

L'environnement économique a donné des signes d'amélioration en 2011, et nous prévoyons que cette tendance se poursuivra en 2011 mais à un rythme plus modéré.

Nous n'avons comptabilisé aucune perte liée à une contrepartie au cours du deuxième trimestre de 2011, et nous continuons de gérer le risque de contrepartie et d'agir conformément aux politiques de gestion du risque que nous avons mises en œuvre. Nous ne prévoyons pas apporter de modification importante à nos pratiques existantes en matière de crédit et continuerons de faire affaire principalement avec des contreparties ayant une note de première qualité.

Activités opérationnelles

Capacité, production et disponibilité

La capacité de production devrait augmenter d'ici la fin de 2011 en raison du début des activités commerciales à Keephills 3. La production devrait augmenter pour le reste de 2011 par rapport au premier semestre de l'exercice en raison du démarrage des activités commerciales des centrales de Keephills 3 et de Bone Creek, de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées et de la baisse de l'acheminement économique. La disponibilité devrait s'accroître pour le reste de 2011 en raison d'une réduction des interruptions planifiées et non planifiées.

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 70 % 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 fasse l'objet de contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 65 % au quatrième exercice. À la fin du deuxième trimestre, environ 95 % de notre capacité de 2011 était assujettie à des contrats. Pour le reste de 2011, 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 investissements 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 2011, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter d'environ 15 % comparativement à 2010 en raison de la baisse des tonnes extraites et livrées aux unités thermiques par suite de la fermeture des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

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 2011 devrait être sensiblement le même qu'en 2010. Cependant, en raison de l'acheminement économique étendu, nous engageons des coûts plus élevés par MWh produite, surtout à cause d'une diminution des volumes de production et des coûts additionnels engagés par suite d'une baisse des livraisons de charbon.

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 pourrait réduire la volatilité annuelle des prix dans l'avenir.

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 devraient être moins élevés en 2011 que les montants présentés auparavant selon les PCGR du Canada, en raison principalement des coûts d'inspection d'envergure incorporés dans le coût de l'actif selon les IFRS. Selon les PCGR du Canada, les coûts d'inspection d'envergure étaient passés en charges au fur et à mesure qu'ils étaient engagés. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2011 devraient être inférieurs à ceux de 2010, lesquels ont été retraités afin d'être conformes aux IFRS étant donné que nous n'exploitons plus la centrale de base de Poplar Creek. L'incidence de la réduction des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration et des recouvrements de coûts correspondants découlant du fait que nous n'exploitons plus la centrale de base de Poplar Creek ne devrait pas être importante sur le résultat net.

Opérations sur les produits énergétiques

Le résultat 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 de maximiser le résultat, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Notre objectif pour 2011 est d'amener nos opérations sur les produits

énergétiques à dégager une marge brute variant entre 45 millions de dollars et 65 millions de dollars. D'après les résultats enregistrés depuis le début de l'exercice, nous sommes en voie d'atteindre l'extrémité supérieure de la fourchette ou même de la dépasser. Nous fournirons une mise à jour de nos résultats au cours du troisième 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 et au dollar australien en contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et en concluant des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris une charge d'intérêt, qui contrebalancent dans une large mesure nos produits nets libellés en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2011 devrait être plus élevée que celle présentée en 2010 selon les PCGR du Canada, en raison surtout de la hausse des soldes de la dette, de l'augmentation des taux d'intérêt variables, de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et du recul du produit d'intérêt. 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 de la charge d'intérêt nette engagée.

Situation de trésorerie et sources de financement

L'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'électricité 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 de liquidité, nous prévoyons maintenir des facilités de crédit consenties de 2,0 milliards de dollars, et nous surveillerons de près nos expositions et obligations.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la *note 1Y* des états financiers consolidés intermédiaires non audités au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date, sont fondées sur le contexte et les perspectives économiques actuelles. Bien que nous ne prévoyions pas que des changements importants seront apportés aux estimations en raison de l'environnement économique actuel, les fluctuations du marché pourraient avoir une incidence, entre autres, sur les prix des produits de base, les taux de change et les taux d'intérêt futurs, qui pourraient, à leur tour, influencer sur le résultat futur et les profits et pertes latents liés à nos actifs et passifs de gestion du risque.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2011, devrait se situer entre 17 % et 22 % environ.

Dépenses d'investissement

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

Dépenses d'investissement de croissance

Nous avons cinq importants projets de croissance en cours actuellement, dont les dates d'achèvement s'échelonnent du troisième trimestre de 2011 au quatrième trimestre de 2012. Chacun de ces projets et le projet que nous avons terminé sont décrits sommairement ci-après :

Projet	Projet total		2011		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Keephills 3 ²	1 010 - 1 020	979	70 - 90	50	T3 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (participation nette de 225 MW) et dépenses d'investissement connexes liées aux mines en partenariat avec Capital Power
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	8	10 - 20	4	T4 2012	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	6	20 - 30	-	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Bone Creek ³	52	49	(5) - (10)	(5)	Démarrage des activités commerciales au T2 2011	Centrale hydroélectrique de 19 MW en Colombie-Britannique
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de la centrale de Sundance	27	4	10 - 15	1	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 15 MW à notre centrale de Sundance
New Richmond	205	4	20 - 40	4	T4 2012	Parc éolien de 66 MW au Québec
Total de la croissance	1 362 - 1 372	1 050	125 - 185	54		

Les montants présentés dans le tableau ci-dessus sont indiqués à l'exclusion des apports de coentreprises reçus ou d'autres recouvrements.

Dépenses d'investissement de maintien

Une part importante de nos dépenses d'investissement de maintien consiste en des travaux d'entretien planifié d'envergure, qui comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Certains de ces montants ont été passés en charges auparavant selon les PCGR du Canada. Selon les IFRS, les coûts liés aux travaux d'entretien planifié d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif comme une partie des immobilisations corporelles et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure.

1) Représente les montants dépensés au 30 juin 2011. En 2011, nous avons aussi dépensé un montant combiné total de 5 millions de dollars pour la centrale d'Ardenville et pour l'unité 2 de la centrale de Kent Hills.

2) Les montants dépensés au titre de l'unité 3 de la centrale de Keephills au 30 juin 2011 incluent des dépenses autres que d'investissement de 1 million de dollars.

3) Les montants dépensés au titre de la centrale de Bone Creek au 30 juin 2011 incluent un crédit autre que d'investissement de 9 millions de dollars.

Pour 2011, nos dépenses d'investissement de maintien estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Coût prévu	Dépenses à ce jour ¹
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	95 - 105	45
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	10 - 20	9
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	25 - 30	10
Entretien planifié	Entretien important planifié périodique	180 - 210	72
Total des dépenses d'investissement de maintien		310 - 365	136

Les détails du programme d'entretien planifié de 2011, y compris les coûts d'inspection d'envergure, sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Coût prévu	Dépenses à ce jour ¹
Incorporées dans le coût de l'actif	105 - 130	75 - 80	180 - 210	72
Passées en charges	0 - 0	0 - 5	0 - 5	1
	105 - 130	75 - 85	180 - 215	73

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perte à ce jour
GWh perdus	2 610 - 2 620	430 - 440	3 040 - 3 060	1 980

Les GWh perdus prévus ont augmenté comparativement aux estimations précédentes afin de refléter l'augmentation du nombre d'interruptions à la centrale thermique de Centralia.

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la capacité d'emprunt bancaire 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.

CHANGEMENTS COMPTABLES

Transition aux IFRS

Le 1^{er} janvier 2011, nous avons adopté les IFRS pour les entreprises canadiennes ayant une obligation d'information du public comme l'exige le Conseil des normes comptables du Canada. Avant l'adoption des IFRS, nous avons appliqué les PCGR du Canada. Bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada et comportent de nombreuses

1) Représente les montants engagés au 30 juin 2011.

similitudes, plusieurs de nos méthodes comptables importantes ont changé. Les plus importants de ces changements de méthodes comptables influant sur notre résultat des activités opérationnelles ont été présentés dans les rubriques précédentes du rapport de gestion (veuillez vous reporter aux rubriques «Contrat de location-financement» et «Placements» de l'analyse du secteur Production et «Dépenses d'investissement de maintien» des perspectives de 2011). De plus, il y a eu plusieurs autres changements apportés à nos méthodes comptables, qui sont décrits ci-après. Pour faciliter et, parfois, simplifier la transition aux IFRS, certaines exemptions et certains choix sont offerts aux nouveaux adoptants en vertu de l'IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière* («IFRS 1»). Les plus importants que nous avons choisi d'utiliser sont présentés ci-après.

Accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location : Les accords contractuels exemptés d'un examen similaire selon les PCGR du Canada sont examinés afin de déterminer s'ils contiennent un contrat de location-financement ou de location simple. Par suite de cet examen, outre le fait que notre installation de Fort Saskatchewan soit un contrat de location-financement, plusieurs de nos autres CAÉ et contrats à long terme sont considérés comme des accords de location simple, parce que nous sommes toujours assujettis à des risques opérationnels. Bien que la nature de ces accords ait changé selon les IFRS, il n'y a eu aucune différence dans la manière de comptabiliser les produits des activités ordinaires ou les immobilisations corporelles se rapportant aux installations correspondantes.

Avantages du personnel futurs : Au moment de la transition aux IFRS, les pertes actuarielles nettes cumulées liées à notre régime de retraite à prestations définies et aux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi ont été comptabilisées dans les résultats non distribués et n'auront aucune incidence sur le résultat net des périodes futures. Les écarts actuariels après la transition seront comptabilisés dans les AÉRG à mesure qu'ils surviennent, conformément à notre choix de méthode comptable. Selon les PCGR précédents suivis par la société, la méthode du corridor a été utilisée, et les écarts actuariels ont été uniquement comptabilisés dans le résultat net au fil du temps, lorsque certaines conditions étaient respectées.

Profits et pertes de change à la conversion des établissements à l'étranger : Nos pertes de change nettes cumulées à la conversion des établissements à l'étranger, à l'exclusion des couvertures et impôts et taxes, ont été ramenées à zéro et comptabilisées dans les résultats non distribués lors de la conversion, et elles n'auront ensuite aucune incidence sur le résultat net futur. Les profits et pertes de change à la conversion des établissements à l'étranger survenant par la suite continueront d'être comptabilisés dans les AÉRG, comme selon les PCGR précédents suivis par la société.

Provisions : Les IFRS exigent que les provisions, notamment au titre de l'obligation de démantèlement et de remise en état, soient réévaluées à la fin de chaque période en utilisant le taux d'actualisation courant fondé sur le marché. Les montants résultant de ces réévaluations sont comptabilisés comme un coût de l'actif correspondant et amortis en conséquence. Selon les PCGR du Canada, les taux d'actualisation utilisés n'étaient revus que dans certaines circonstances.

Regroupements d'entreprises : Les acquisitions qui ont eu lieu avant la transition peuvent continuer d'être évaluées et comptabilisées au montant établi selon les PCGR du Canada. Par suite de ce choix, nous n'étions pas tenus de retraiter notre acquisition en 2009 de Canadian Hydro pour nous conformer aux IFRS.

Bien que nous ayons adopté les IFRS le 1^{er} janvier 2011, nous étions tenus de retraiter nos positions financières annuelles et intermédiaires comparatives de 2010 et le résultat des activités opérationnelles à compter du 1^{er} janvier 2010. Les montants comparatifs de 2010 n'ont pas été audités par notre auditeur externe. La *note 1* des états financiers consolidés intermédiaires non audités au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date décrit nos méthodes comptables selon les IFRS et la *note 2* présente une liste complète de nos choix selon l'IFRS 1; les rapprochements détaillés entre les PCGR du Canada et les IFRS pour nos capitaux propres respectivement au 1^{er} janvier, au 30 juin et au 31 décembre 2010, et pour le résultat net et le résultat global pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin et pour les 12 mois clos le 31 décembre 2010, respectivement; et l'information concernant les incidences de la transition aux IFRS sur nos flux de trésorerie.

Changements comptables futurs

I. Méthodes des IFRS

Nos états financiers intermédiaires aux 30 juin 2011 et 2010 et pour les trimestres et semestres clos à ces dates et nos états de la situation financière selon les IFRS respectivement au 1^{er} janvier et au 31 décembre 2010 ont été préparés en utilisant les IFRS et les interprétations actuellement publiées et censées être en vigueur à la fin de notre première période annuelle selon les IFRS qui sera close le 31 décembre 2011. Les méthodes comptables adoptées selon les IFRS peuvent faire l'objet de modifications par suite d'une nouvelle norme qui sera publiée avec prise d'effet le 31 décembre 2011 ou avant, ou par suite d'un changement délibéré d'une méthode comptable de notre part au cours de 2011. Un changement d'une méthode comptable utilisée peut entraîner des modifications importantes au titre de notre situation financière, du résultat des activités opérationnelles et des flux de trésorerie présentés.

II. États financiers consolidés

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, qui remplace l'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et la SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. L'IFRS 10 fournit une définition révisée du contrôle afin qu'un modèle unique de contrôle soit appliqué à toutes les entités aux fins de consolidation.

III. Accords conjoints

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 11, *Accords conjoints*, qui remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des accords conjoints selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de ses accords conjoints. Selon l'IFRS 11, il faut également utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises. L'objectif des améliorations apportées aux exigences en matière de présentation de l'information financière est de permettre aux investisseurs de mieux comprendre la nature, l'étendue et les incidences financières des activités qu'une entité exerce dans le cadre des accords conjoints.

IV. Informations à fournir sur les participations dans les autres entités

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans les autres entités*, qui vise à accroître les exigences en matière de présentation des intérêts que détient l'entité dans d'autres entités consolidées et non consolidées, comme les filiales, les accords conjoints, les entreprises associées et les entités financières structurées non consolidées (structures d'accueil).

V. Participation dans des entreprises associées et états financiers consolidés et individuels

Deux normes existantes, l'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées*, et l'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, ont été modifiées. Les modifications ont donné lieu à la publication de l'IFRS 10, de l'IFRS 11 et de l'IFRS 12.

Les exigences liées aux nouvelles normes et aux normes existantes modifiées susmentionnées dans les paragraphes II à V sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date. Les exigences en matière de présentation de l'IFRS 12 peuvent être intégrées dans les états financiers avant le 1^{er} janvier 2013. Cependant, l'adoption anticipée des autres normes n'est permise que si les cinq normes sont appliquées en même temps. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles normes et modifications sur les états financiers consolidés.

VI. Évaluation de la juste valeur

En juin 2011, l'IASB a publié l'IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, qui établit des lignes directrices uniques pour toutes les évaluations de la juste valeur exigées par les autres IFRS, éclaircit la définition de la juste valeur et accroît les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS exigent ou permettent l'évaluation ou la présentation de la juste valeur. L'IFRS 13 précise comment une entité doit évaluer la juste valeur et présenter les informations à cet égard, mais ne précise pas quand elle doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'IFRS 13 entre en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date. L'adoption anticipée est autorisée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 13 sur les états financiers consolidés.

VII. Présentation des états financiers

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin d'améliorer l'uniformité et la clarté de la présentation des postes du résultat global en exigeant que les postes présentés dans les autres éléments du résultat global soient regroupés en fonction de leur reclassement ou non des autres éléments du résultat étendu au résultat net. Les modifications apportées à l'IAS 1 sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2012 ou après cette date. L'adoption anticipée est autorisée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de l'IAS 1 sur les états financiers consolidés.

VIII. Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications apportées à l'IAS 19, *Avantages du personnel*, qui visent à améliorer la comptabilisation et la présentation des régimes de retraite à prestations définies et les informations à fournir à cet égard. Selon les modifications, la nouvelle présentation améliore la visibilité des différents types de résultats découlant des régimes à prestations définies, comme suit : les coûts des services sont présentés dans le résultat net; la charge financière est présentée à titre de charges financières dans le résultat net; et la réévaluation de l'actif net ou du passif net des régimes à prestations définies est comptabilisée directement dans les AÉRG, éliminant effectivement l'option de différer la comptabilisation des écarts actuariels, connue sous le nom de «méthode du corridor». Les informations à fournir sont accrues afin de présenter des données plus détaillées au sujet des caractéristiques des régimes à prestations définies et des risques auxquels sont exposées les entités qui participent à ces régimes. Les modifications apportées à l'IAS 19 sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date. L'adoption anticipée est autorisée. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de l'IAS 19 sur les états financiers consolidés.

IX. Instruments financiers

En novembre 2009, l'IASB a publié l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui remplaçait les exigences en matière de classement et d'évaluation de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, pour les actifs financiers. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net ou des AÉRG, selon le modèle de gestion de l'entité utilisé pour gérer les actifs financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers.

En octobre 2010, l'IASB a publié des ajouts à l'IFRS 9, *Instruments financiers*, au sujet des passifs financiers. Les nouvelles exigences portent sur le problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer un passif à la juste valeur et exigent que la part de la variation de la juste valeur découlant des changements dans le risque de crédit propre à l'entité soit présentée dans les AÉRG plutôt que dans le résultat net.

Les exigences de l'IFRS 9 sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date et doivent être appliquées rétrospectivement. L'adoption anticipée est autorisée. Cependant, l'IASB a décidé récemment de proposer

le report de l'application obligatoire de l'IFRS 9 à 2015. Nous évaluons actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos unités opérationnelles selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du résultat net ou des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles ou comme des mesures plus efficaces que le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, ainsi qu'ils sont calculés selon les IFRS, 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 opérationnels, mesurés selon la marge brute et les produits opérationnels. Les produits opérationnels et la marge brute fournissent à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

Rapprochement avec le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

Le rapprochement de la marge brute et des produits opérationnels ainsi que du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires	515	547	1 333	1 243
Combustible et achats d'électricité	187	225	397	542
Marge brute	328	322	936	701
Exploitation, entretien et administration	134	128	262	262
Amortissement	120	116	234	222
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	8	14	14
Charges opérationnelles	261	252	510	498
Produits opérationnels	67	70	426	203
Produits tirés des contrats de location-financement	2	2	4	4
Quote-part du résultat (de la perte) de sociétés satellites	2	1	2	(3)
Profit à la vente d'actifs	3	-	3	-
Autres produits	1	-	1	-
(Perte) profit de change	(2)	-	(1)	3
Imputation pour dépréciation d'actifs	(9)	-	(9)	-
Produit d'intérêt net	(48)	(33)	(97)	(81)
Résultat avant impôts sur le résultat	16	40	329	126
(Recouvrement) charge d'impôts sur le résultat	(6)	(30)	86	(11)
Résultat net	22	70	243	137
Participations ne donnant pas le contrôle	7	7	20	14
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	15	63	223	123
Dividendes sur actions privilégiées	3	-	7	-
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	12	63	216	123

Résultat aux fins de comparaison

La présentation du résultat 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.

Dans le calcul du résultat aux fins de comparaison pour 2011, nous excluons l'incidence liée à certaines relations de couverture au titre de l'électricité jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que ces transactions sont inhabituelles et ne se sont pas produites par le passé dans le cours des activités de notre entreprise. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat aux fins de comparaison de la période au cours de laquelle les contrats sont réglés, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2011 et de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans le résultat au cours de la période actuelle, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. En outre, nous avons exclu le profit sur la vente de la centrale de Meridian, la sortie des coûts de mise en valeur du parc éolien acquis, la moins-value de certaines pièces de rechange amortissables et l'imputation pour dépréciation d'actifs pour les éléments qui ne sont pas considérés comme s'inscrivant dans le cours normal des affaires.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	12	63	216	123
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	42	-	(87)	-
Profit sur la vente de la centrale de Meridian, déduction faite des impôts et taxes	(2)	-	(2)	-
Sortie des coûts de mise en valeur d'un parc éolien, déduction faite des impôts et taxes	3	-	3	-
Dépréciation des pièces de rechange amortissables, déduction faite des impôts et taxes	3	-	3	-
Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	7	-	7	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	(30)	-	(30)
Résultat aux fins de comparaison	65	33	140	93
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	222	219	222	219
Résultat par action aux fins de comparaison	0,29	0,15	0,63	0,42

BAIIA aux fins de comparaison

La présentation du BAIIA aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant la charge d'intérêt nette, les participations ne donnant pas le contrôle, les impôts sur le résultat et les ajustements du fonds de roulement.

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits opérationnels	67	70	426	203
Amortissement selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie ¹	130	124	257	240
BAIIA	197	194	683	443
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces, avant impôts et taxes	65	-	(134)	-
Sortie des coûts de mise en valeur d'un parc éolien, avant impôts et taxes	5	-	5	-
Dépréciation des pièces de rechange amortissables, avant impôts et taxes	4	-	4	-
BAIIA aux fins de comparaison	271	194	558	443

Fonds provenant des activités opérationnelles et fonds provenant des activités opérationnelles par action

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	144	126	291	297
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	82	76	161	99
Fonds provenant des activités opérationnelles	226	202	452	396
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	222	219	222	219
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	1,02	0,92	2,04	1,81

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités générées par notre entreprise, avant les variations du fonds de roulement, et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus des emprunts avec recours, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires. Les variations du fonds de roulement sont exclues de manière à ne pas fausser les flux de trésorerie disponibles en ce qui a trait aux variations qui sont considérées temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

1) Dans le calcul du BAIIA, nous utilisons l'amortissement selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour tenir compte de l'amortissement lié aux actifs miniers, qui est inclus au poste Combustible et achats d'électricité dans les comptes consolidés résumés de résultat.

Les dépenses d'investissement de maintien pour le trimestre clos le 30 juin 2011 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie, moins un montant de 33 millions de dollars que nous avons investi dans des projets de croissance. Pour la période correspondante en 2010, nous avons investi 194 millions de dollars (193 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance. Pour les semestres clos les 30 juin 2011 et 2010, nous avons investi respectivement 66 millions de dollars et 275 millions de dollars (270 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

Le rapprochement des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles et des flux de trésorerie disponibles est présenté ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	144	126	291	297
Ajouter (déduire) :				
Variations des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement	82	76	161	99
Dépenses d'investissement de maintien	(77)	(113)	(136)	(157)
Dividendes versés sur actions ordinaires	(48)	(64)	(95)	(123)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(3)	-	(7)	-
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(18)	(15)	(35)	(29)
Flux de trésorerie disponibles	80	10	179	87

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 2010	T4 2010	T1 2011	T2 2011
Produits des activités ordinaires	651	779	818	515
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	40	93	204	12
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,18	0,42	0,92	0,05
Résultat par action aux fins de comparaison	0,18	0,37	0,34	0,29

	T3 2009 ¹	T4 2009 ¹	T1 2010	T2 2010
Produits des activités ordinaires	666	763	696	547
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	66	79	60	63
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,34	0,37	0,27	0,29
Résultat par action aux fins de comparaison	0,34	0,40	0,27	0,15

1) Les troisième et quatrième trimestres de 2009 représentent les montants selon les PCGR du Canada.

Le résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat par action aux fins de comparaison sont calculés chaque période à l'aide du nombre moyen pondéré d'actions ordinaires 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 de la direction 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 de la direction 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'aucun changement 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 de la direction des finances ont conclu que, en date du 30 juin 2011, 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 résultat et aux flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles futurs; 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 opérationnels 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 lié aux contreparties; xvii) la garantie d'assurance; xviii) notre provision pour impôts sur le résultat; 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 2010 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2010.

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.

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 juin 2011	31 déc. 2010
Cours de clôture (TSX) (\$)		20,59	21,15
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	22,00	23,98
	Bas	19,73	19,61
Dette sur le capital investi, y compris les emprunts sans recours (%)		53,8	53,1
Dette sur le capital investi, excluant les emprunts sans recours (%)		51,4	50,7
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		12,7	9,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		9,5	8,0
Rendement du capital utilisé ¹ (%)		9,2	6,6
Rendement du capital utilisé aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		7,5	6,3
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ¹ (multiple)		17,4	21,8
Couverture par le résultat ¹ (multiple)		2,9	2,2
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ¹ (%)		73,9	125,1
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1,2} (%)		98,8	149,8
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1,2} (%)		29,8	39,6
Rendement des actions ¹ (%)		5,6	5,5
Flux de trésorerie/dette ¹ (%)		20,2	19,6
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie¹ (multiple)		4,6	4,6

1) Douze derniers mois.

2) Les ratios intègrent des composantes qui ne sont pas définies selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la position financière de la société tels qu'ils sont présentés selon les IFRS. 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 des mesures non conformes aux IFRS utilisées dans ce calcul, se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

FORMULES DES RATIOS

Dettes sur le capital investi = (dettes à long terme y compris la partie courante – trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dettes + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux actionnaires – trésorerie et équivalents de trésorerie)

Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires = résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison / moyenne des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Rendement du capital utilisé = (résultat avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette ou résultat aux fins de comparaison avant participations ne donnant pas le contrôle et impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette) / moyenne du capital investi, exclusion faite du cumul des autres éléments du résultat global

Ratio cours/résultat aux fins de comparaison = cours de clôture de la période / résultat par action aux fins de comparaison

Couverture par le résultat = (résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires + impôts sur le résultat + intérêt net) / (intérêt sur la dette – produit d'intérêt)

Ratio de distribution = dividendes sur actions ordinaires / résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou résultat aux fins de comparaison ou fonds provenant des activités opérationnelles

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

Flux de trésorerie/dettes = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement / moyenne de la dette

Couverture des intérêts par les flux de trésorerie = (flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement + intérêt sur la dette – produit d'intérêt – intérêts incorporés dans le coût de l'actif) / (intérêt sur la dette – produit d'intérêt)

GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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

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.

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.

Captage et stockage du carbone (CSC) – Méthode visant à atténuer l'apport des émissions de gaz à effet de serre au réchauffement climatique, qui se fonde sur le captage des émissions de CO₂ des activités industrielles et le stockage permanent de ces émissions dans des formations souterraines profondes.

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

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.

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.

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.

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

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

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.

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



TransAlta Corporation

C.P 1900, Succursale «M»

110 -12th Avenue S.W.

Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

C.P. 7010 Succursale Adelaide Street

Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

Téléphone

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

Toronto ou en dehors de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

Télécopieur

416.643.5501

Site Web

www.cibcmellon.com

POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS

Médias

Bob Klager

Vice-président, Communications et relations avec le gouvernement

Téléphone

403.267.7543

Courriel

Robert_Klager@transalta.com

Investisseurs

Jess Nieukerk

Directeur, 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

TRANSALTA CORPORATION
COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

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

Non audité	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Produits des activités ordinaires	515	547	1 333	1 243
Combustible et achats d'électricité (note 4)	187	225	397	542
	328	322	936	701
Exploitation, entretien et administration (note 4)	134	128	262	262
Amortissement	120	116	234	222
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	8	14	14
	261	252	510	498
	67	70	426	203
Produits tirés des contrats de location-financement (note 5)	2	2	4	4
Quote-part du résultat de sociétés satellites (note 6)	2	1	2	(3)
Profit à la vente d'actifs (note 3)	3	-	3	-
Autres produits	1	-	1	-
(Perte) profit de change (note 11)	(2)	-	(1)	3
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 14)	(9)	-	(9)	-
Charge d'intérêt nette (notes 7 et 11)	(48)	(33)	(97)	(81)
Résultat avant impôts sur le résultat	16	40	329	126
(Recouvrement) charge d'impôts sur le résultat (note 8)	(6)	(30)	86	(11)
Résultat net	22	70	243	137
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	15	63	223	123
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	7	7	20	14
	22	70	243	137
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	15	63	223	123
Dividendes sur actions privilégiées	3	-	7	-
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	12	63	216	123
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	222	219	222	219
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,05	0,29	0,97	0,56

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

Non audité	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Résultat net	22	70	243	137
Autres éléments du résultat global				
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	5	41	(44)	(8)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	(7)	(34)	26	2
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	8	1	(50)	117
Reclassement des (profits) pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	-	(10)	-	7
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(22)	(45)	(154)	(72)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(22)	(23)	(21)	(34)
Autres éléments du résultat global	(38)	(70)	(243)	12
Résultat global	(16)	-	-	149
Total du résultat global attribuable aux :				
Porteurs d'actions ordinaires	(17)	(7)	(18)	135
Participations ne donnant pas le contrôle	1	7	18	14
	(16)	-	-	149

1) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant et de la charge d'impôts sur le résultat de 4 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 5 et de néant en 2010).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 9 et du recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (charge de 1 et charge de 60 en 2010).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (charge de 4 et recouvrement de 2 en 2010).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 11 et de 88 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (charge de 26 et charge de 34 en 2010).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 7 et de 6 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 (recouvrement de 7 et de 11 en 2010).

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE
(en millions de dollars canadiens)

Non audité	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 10)	38	35	53
Créances clients (notes 10 et 26)	403	412	405
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement (note 5)	3	2	2
Garanties versées (notes 10 et 11)	35	27	27
Charges payées d'avance	23	10	18
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	301	268	146
Impôts sur le résultat à recevoir	3	18	38
Stocks (note 12)	112	53	90
Actifs détenus en vue de la vente (note 3)	-	60	4
	918	885	783
Placements (note 6)	185	190	202
Créances à long terme (notes 10 et 13)	-	-	49
Créances au titre des contrats de location-financement (note 5)	44	46	48
Immobilisations corporelles (note 14)			
Coût	11 179	11 040	10 831
Amortissement cumulé	(3 936)	(3 746)	(3 754)
	7 243	7 294	7 077
Goodwill (note 15)	447	447	447
Immobilisations incorporelles	281	288	293
Actifs d'impôt différé	180	178	229
Actifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	116	205	222
Autres actifs (note 16)	77	102	103
Total de l'actif	9 491	9 635	9 453
Dettes fournisseurs et charges à payer (note 10)	350	482	484
Provisions au titre du démantèlement et autres provisions (note 17)	73	54	61
Garanties reçues (notes 10 et 11)	67	126	86
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	131	35	45
Impôts sur le résultat à payer	3	8	9
Dividendes à payer (notes 20 et 21)	65	130	61
Partie courante de la dette à long terme (notes 10 et 18)	10	237	9
Passifs détenus en vue de la vente (note 3)	-	3	-
	699	1 075	755
Dette à long terme (notes 10 et 18)	4 051	3 823	4 231
Provisions pour démantèlement et autres provisions (note 17)	291	256	287
Passifs d'impôt différé	531	538	542
Passifs de gestion du risque (notes 10 et 11)	165	123	78
Crédits différés et autres passifs à long terme (note 19)	304	269	236
Capitaux propres			
Actions ordinaires (note 20)	2 239	2 204	2 164
Actions privilégiées (note 21)	293	293	-
Capital apporté	8	7	5
Résultats non distribués	582	431	495
Cumul des autres éléments du résultat global (note 22)	(56)	185	189
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 066	3 120	2 853
Participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	384	431	471
Total des capitaux propres	3 450	3 551	3 324
Total du passif et des capitaux propres	9 491	9 635	9 453
Éventualités (notes 24 et 26)			
Engagements (notes 11 et 25)			
Événements ultérieurs (note 33)			

Voir les notes jointes.

TRANSALTA CORPORATION
ÉTATS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES
(en millions de dollars canadiens)

Semestre clos le 30 juin 2011

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Capital apporté	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2010	2 204	293	7	431	185	3 120	431	3 551
Résultat net	-	-	-	223	-	223	20	243
Autres éléments du résultat global :								
Pertes de conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(18)	(18)	-	(18)
Variations nettes des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(202)	(202)	(2)	(204)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(21)	(21)	-	(21)
Total du résultat global	-	-	-	223	(241)	(18)	18	-
Dividendes sur actions ordinaires ²	-	-	-	(65)	-	(65)	-	(65)
Dividendes sur actions privilégiées ³	-	-	-	(7)	-	(7)	-	(7)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(65)	(65)
Émission d'actions ordinaires	35	-	-	-	-	35	-	35
Effet des régimes de rémunération fondés sur des actions	-	-	1	-	-	1	-	1
Solde au 30 juin 2011	2 239	293	8	582	(56)	3 066	384	3 450

Semestre clos le 30 juin 2010

Non audité	Actions ordinaires	Capital apporté	Résultats non distribués	Cumul des autres éléments du résultat global	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	2 164	5	495	189	2 853	471	3 324
Résultat net	-	-	123	-	123	14	137
Autres éléments du résultat global :							
Pertes de conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	(6)	(6)	-	(6)
Variations nettes des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	52	52	-	52
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(34)	(34)	-	(34)
Total du résultat global	-	-	123	12	135	14	149
Dividendes sur actions ordinaires ⁴	-	-	(127)	-	(127)	-	(127)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	(29)	(29)
Émission d'actions ordinaires	8	1	-	-	9	-	9
Solde au 30 juin 2010	2 172	6	491	201	2 870	456	3 326

1) Se reporter à la note 22 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global.

2) Représente un dividende de 0,29 \$ par action.

3) Représente un dividende de 0,2875 \$ par action.

4) Représente un dividende de 0,58 \$ par action.

Voir les notes jointes.

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

Non audité	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Activités opérationnelles				
Résultat net	22	70	243	137
Amortissement (note 28)	130	124	257	240
Profit à la vente de la centrale de Meridian (note 3)	(3)	-	(3)	-
Désactualisation des provisions (note 17)	4	5	9	9
Coûts de mise hors service d'actifs réglés (note 17)	(10)	(10)	(16)	(15)
Impôt différé (note 8)	(15)	13	74	25
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque (note 11)	55	3	(147)	-
(Profit) perte de change latent(e)	2	1	2	(2)
Provisions	22	-	22	-
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 14)	9	-	9	-
Distributions provenant des instruments de capitaux propres, déduction faite de la quote-part du résultat de sociétés satellites (note 6)	(2)	(1)	(2)	3
Autres éléments sans effet de trésorerie	12	(3)	4	(1)
	226	202	452	396
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 29)	(82)	(76)	(161)	(99)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	144	126	291	297
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (notes 14 et 28)	(104)	(301)	(191)	(422)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(6)	(6)	(11)	(10)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	1	1	2	3
Produit de la vente de la centrale de Meridian	30	-	30	-
Résolution de certaines questions fiscales	1	-	3	-
(Profits) pertes réalisé(e)s sur les instruments financiers	(4)	(14)	(2)	(21)
Augmentation (diminution) nette des garanties reçues de contreparties	(40)	(54)	(56)	26
Diminution (augmentation) nette des garanties versées aux contreparties	-	4	(9)	(2)
Divers	15	3	15	8
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(107)	(367)	(219)	(418)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 18)	260	298	300	(29)
Remboursement de la dette à long terme (note 18)	(228)	(3)	(230)	(5)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 18)	-	-	-	301
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 20)	(48)	(64)	(95)	(123)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 21)	(3)	-	(7)	-
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 20)	-	3	1	4
Pertes réalisées sur les instruments financiers	-	-	-	(17)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle (note 9)	(18)	(15)	(35)	(29)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement (note 5)	-	-	1	1
Divers	(4)	1	(5)	-
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(41)	220	(70)	103
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	(4)	(21)	2	(18)
Variation réelle de la valeur des liquidités en devises	2	(3)	1	(3)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(2)	(24)	3	(21)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	40	56	35	53
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	38	32	38	32
Impôts au comptant payés (recouvrés)	2	9	(4)	15
Intérêts au comptant payés	57	37	90	51

Voir les notes jointes.

NOTES DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NON AUDITÉ)

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

1. MÉTHODES COMPTABLES

A. Base d'établissement et transition aux Normes internationales d'information financière

Depuis le 1^{er} janvier 2011, toutes les entreprises ayant une obligation d'information du public au Canada sont tenues de préparer leurs états financiers selon les Normes internationales d'information financière («IFRS») publiées par l'International Accounting Standards Board et adoptées par le Conseil des normes comptables du Canada. L'IFRS 1, *Première application des Normes internationales d'information financière* («IFRS 1»), exige que les méthodes comptables appliquées par une entité dans son état de la situation financière d'ouverture et pour toutes les périodes présentées dans ses premiers états financiers selon les IFRS soient conformes aux IFRS en vigueur à la fin de la première période pour laquelle elle présente l'information financière selon les IFRS. Par conséquent, les IFRS publiées à l'heure actuelle et en vigueur ont servi à la préparation des états financiers consolidés résumés au 30 juin 2011 et pour la période close à cette date, des informations comparatives présentées au 30 juin 2010 et au 31 décembre 2010 et pour les périodes closes à ces dates et de l'état de la situation financière d'ouverture selon les IFRS au 1^{er} janvier 2010.

Ces états financiers consolidés résumés ont été préparés conformément à la Norme comptable internationale 34 («IAS 34»), *Information financière intermédiaire*, et à l'IFRS 1.

Les états financiers consolidés résumés comprennent les comptes de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «société») et des filiales sur lesquelles elle exerce un contrôle. Le contrôle existe lorsque la société a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de la filiale afin d'obtenir des avantages de ses activités et détient, directement ou indirectement, plus de la moitié des droits de vote de la filiale.

Les états financiers consolidés résumés ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour les actifs et les passifs financiers qui sont considérés comme détenus à des fins de transaction et sont présentés à la juste valeur.

L'autorisation de publication de ces états financiers consolidés résumés a été reçue du conseil d'administration le 27 juillet 2011.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers consolidés résumés selon les IFRS exige de la direction qu'elle fasse des estimations et formule des hypothèses qui ont une incidence sur les montants comptabilisés des actifs et des passifs et les informations à fournir sur les actifs et les passifs éventuels à la date des états financiers consolidés résumés ainsi que sur les montants comptabilisés des produits et des charges de la période. Ces estimations sont assujetties à une part d'incertitude. Se reporter à la note 1 Y), Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude de mesure pour plus de renseignements. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations en raison de facteurs comme les variations des taux d'intérêt, des taux de change, des taux d'inflation et des prix des produits de base, des changements dans la conjoncture économique et des modifications apportées aux lois et aux règlements.

C. Comptabilisation des produits

Les produits de la société sont essentiellement tirés de la vente d'énergie livrée, de la location de centrales et des activités de commercialisation et de négociation de l'énergie.

Les produits sont évalués à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir.

Les produits découlant de contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme comprennent généralement au moins l'un des éléments suivants : des paiements fixes liés à la capacité disponible, des paiements d'énergie pour la production d'électricité, des paiements ou des pénalités liés au dépassement ou à la non-réalisation des objectifs de disponibilité, des paiements d'énergie excédentaire pour la production d'énergie dépassant la capacité convenue et des services accessoires. Chaque élément est comptabilisé i) au moment de la production, de la livraison ou de l'atteinte d'objectifs précis, selon les modalités contractuelles, ii) si le montant des produits peut être évalué de façon fiable, iii) s'il est probable que les avantages économiques iront à la société et iv) si les coûts engagés ou à engager concernant la transaction peuvent être évalués de façon fiable. Les produits tirés de la prestation de services sont comptabilisés lorsque les critères ii), iii) et iv) ci-dessus sont respectés et que le degré d'avancement de la transaction à la fin de la période peut être évalué de façon fiable.

Les produits découlant de la capacité non vendue par contrat se composent de paiements d'énergie pour chaque mégawattheure («MWh») produit, aux prix du marché, et sont comptabilisés à la livraison.

Dans certaines situations, un contrat de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme peut comprendre un contrat de location, ou être considéré comme tel. Les produits associés à des éléments ne relevant pas de contrats de location sont comptabilisés à titre de produits tirés de la vente de biens ou de la prestation de services, comme mentionné ci-dessus. Les produits associés à des éléments relevant de contrats de location sont comptabilisés comme il est mentionné à la note 1 T).

Les instruments dérivés utilisés dans le cadre des activités de négociation pour réaliser des produits de négociation et acquérir des renseignements sur le marché comprennent des swaps prévoyant la livraison et des swaps financiers, des contrats de vente à terme, des contrats à terme normalisés et des options. Ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur. La juste valeur comptabilisée initialement et les variations ultérieures de la juste valeur ont une incidence sur le résultat net de la période au cours de laquelle les variations se produisent et sont présentées à leur montant net dans les comptes consolidés résumés de résultat. Les justes valeurs des instruments en cours à la fin de la période représentent les profits ou les pertes latents et sont présentées dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre d'actifs ou de passifs de gestion du risque. Bon nombre des instruments dérivés utilisés par la société dans des activités de négociation 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 sont calculées selon des techniques ou des modèles d'évaluation.

D. Conversion des monnaies étrangères

La société, ses filiales et ses coentreprises déterminent leur monnaie fonctionnelle respective selon la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel elles exercent leurs activités. La monnaie fonctionnelle de la société est le dollar canadien, et les monnaies fonctionnelles des filiales et des coentreprises sont le dollar canadien, le dollar américain ou le dollar australien. Les opérations libellées en une monnaie autre que la monnaie fonctionnelle d'une entité sont converties au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les profits et pertes de change qui en découlent sont comptabilisés, pour chaque entité, en résultat net de la période pendant laquelle ils surviennent.

Les établissements à l'étranger de la société sont convertis dans la monnaie de présentation de la société, le dollar canadien, afin que l'établissement à l'étranger puisse être intégré dans les états financiers consolidés résumés. Les actifs et les passifs

monétaires et non monétaires libellés en monnaies étrangères des établissements à l'étranger sont convertis au taux de change en vigueur à la fin de la période, et les produits et les charges sont convertis au taux de change en vigueur à la date de l'opération. Les profits et les pertes découlant de la conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat global («AÉGR»), et le profit cumulé ou la perte cumulée est présenté dans le cumul des autres éléments du résultat global. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle.

E. Instruments financiers et couvertures

I. Instruments financiers

Les actifs et les passifs financiers, notamment les instruments dérivés, et certains instruments dérivés non financiers sont comptabilisés dans les états consolidés résumés de la situation financière à partir du moment où la société devient partie au contrat. Tous les instruments financiers, sauf certains contrats de dérivés non financiers qui respectent les exigences de la société en matière d'utilisation à ses propres fins, sont évalués à la juste valeur au moment de la comptabilisation initiale. L'évaluation au cours de périodes subséquentes dépend du classement de l'instrument financier, soit comme détenu à des fins de transaction, comme disponible à la vente, comme détenu jusqu'à l'échéance, comme prêts et créances, ou comme autres passifs financiers. Le classement de l'instrument financier est déterminé à la date de mise en place en fonction de la nature de l'instrument financier et de son utilisation.

Les actifs financiers et les passifs financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction sont évalués à la juste valeur, les variations de leur juste valeur étant comptabilisées en résultat net. Les actifs financiers classés comme détenus jusqu'à l'échéance ou comme prêts et créances, et les autres passifs financiers sont évalués au coût amorti en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les actifs financiers sont décomptabilisés lorsque les droits contractuels sur les flux de trésorerie arrivent à expiration. Les passifs financiers sont sortis des états consolidés de la situation financière lorsque l'obligation est éteinte, qu'elle est annulée ou qu'elle arrive à expiration.

Les instruments financiers qui sont incorporés dans des contrats financiers ou non financiers sont traités et comptabilisés comme des instruments dérivés distincts si leurs risques et leurs caractéristiques ne sont pas étroitement liés aux contrats hôtes. Les variations de la juste valeur de ces instruments dérivés et d'autres dérivés sont comptabilisées en résultat net, sauf celles ayant trait à la partie efficace i) des instruments dérivés désignés comme des couvertures de flux de trésorerie ou ii) des couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, lesquelles sont comptabilisées dans les autres éléments du résultat global. Les instruments dérivés utilisés à des fins de transaction sont décrits de façon plus détaillée à la note 1 C).

Les coûts de transaction sont passés en charges au fur et à mesure qu'ils sont engagés pour les instruments financiers classés ou désignés comme détenus à des fins de transaction. Les coûts de transaction des autres instruments financiers, comme les instruments d'emprunt, sont comptabilisés comme partie intégrante de la valeur comptable de l'instrument financier. La société utilise la méthode du taux d'intérêt effectif aux fins de l'amortissement de tous les coûts de transaction, de toutes les primes ou de tous les escomptes obtenus ou engagés à l'égard des instruments financiers évalués au coût amorti.

II. Couvertures

Si la comptabilité de couverture peut être appliquée et si la société choisit cette méthode, une relation de couverture est désignée comme une couverture de la juste valeur, une couverture de flux de trésorerie ou une couverture du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger. Une relation de couverture remplit les conditions requises pour l'application

de la comptabilité de couverture si, à l'origine de la couverture, il existe une désignation et une documentation officielle décrivant la relation de couverture et s'il est prévu que la couverture sera hautement efficace à l'origine et sur une base continue. La documentation comprend l'identification de l'instrument de couverture, la transaction ou l'élément couvert, la nature du risque couvert, les objectifs de la société en matière de gestion du risque et de stratégie de couverture et la manière dont l'efficacité de la couverture sera évaluée. Le processus de la comptabilité de couverture consiste notamment à rattacher tous les instruments dérivés à des actifs et à des passifs spécifiques figurant dans les états consolidés résumés de la situation financière, ou à des engagements fermes ou à des opérations prévues spécifiques.

La société détermine, de façon méthodique, tant au moment de la mise en place de la couverture que par la suite, si les instruments dérivés utilisés permettent de compenser de façon très efficace les variations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des éléments couverts. Si les critères de couverture ci-dessus ne sont pas satisfaits, l'instrument dérivé est comptabilisé à la juste valeur dans les états consolidés résumés de la situation financière, et les variations ultérieures de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net au cours de la période où elles ont lieu. Pour ce qui est des instruments pour lesquels la société ne veut pas ou ne peut pas appliquer la comptabilité de couverture, les variations de la juste valeur sont comptabilisées en résultat net.

a. Couvertures de la juste valeur

Dans une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est ajustée pour tenir compte des variations de sa juste valeur attribuables au risque couvert, et les variations sont comptabilisées en résultat net. Les variations de la juste valeur de l'élément couvert, dans la mesure où la relation de couverture est efficace, sont compensées par les variations de la juste valeur du dérivé de couverture, qui sont également comptabilisées en résultat net. Les couvertures de la juste valeur sont efficaces si les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé sont hautement efficaces pour compenser les variations de la juste valeur de l'élément couvert. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert n'est plus ajustée, et les ajustements cumulés de la juste valeur au titre de la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au résultat net sur la durée résiduelle de la relation de couverture initiale.

La société utilise principalement des swaps de taux d'intérêt comme couvertures de la juste valeur pour gérer le ratio de la dette à taux variable par rapport à la dette à taux fixe. Les swaps de taux d'intérêt nécessitent l'échange périodique de paiements sans échange du montant notionnel en principal sur lequel les paiements sont fondés. Si les critères de couverture sont satisfaits, les paiements effectués ou reçus en vertu des swaps de taux d'intérêt sont inclus dans la charge d'intérêt afférente à la dette.

b. Couvertures de flux de trésorerie

Dans une relation de couverture de flux de trésorerie, la partie efficace de la variation de la juste valeur du dérivé de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, tandis que toute partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les couvertures de flux de trésorerie sont efficaces si les flux de trésorerie des instruments dérivés sont hautement efficaces pour compenser les variations des flux de trésorerie de l'élément couvert et si les flux de trésorerie ont un échéancier similaire. Si la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants comptabilisés antérieurement dans le cumul des autres éléments du résultat global sont reclassés en résultat net au cours des périodes où la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert influe sur le résultat net. Les profits et les pertes sur instruments dérivés qui sont classés dans le cumul des autres éléments du résultat global sont immédiatement reclassés en résultat net s'il est improbable que l'opération prévue ait lieu au cours de la période indiquée dans la documentation sur la couverture.

La société a surtout recours à des swaps prévoyant la livraison, à des swaps financiers, à des contrats de vente à terme, à des contrats à terme normalisés et à des options à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de la société à l'égard des fluctuations des prix de l'électricité et du gaz naturel. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture susmentionnées sont satisfaites, les profits et les pertes découlant de ces instruments dérivés sont inclus dans le résultat net au

cours de la même période et au même poste des états financiers que le risque couvert. Jusqu'à la date du règlement, la juste valeur des couvertures est comptabilisée dans les actifs ou les passifs de gestion du risque, et les variations de la valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global.

La société utilise également des contrats de change à terme comme couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir le risque de change découlant d'opérations prévues et d'engagements fermes libellés en monnaie étrangère. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global ou directement dans les résultats, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Au moment du règlement de l'instrument dérivé, tout profit ou toute perte sur les contrats à terme de gré à gré est inclus dans le coût de l'actif acquis ou du passif contracté.

La société a recours à des swaps de taux d'intérêt différés à titre de couvertures de flux de trésorerie afin de couvrir les risques liés aux variations anticipées des taux d'intérêt sur les émissions prévues de titres d'emprunt. Si les conditions d'application de la comptabilité de couverture sont respectées, les variations de valeur sont présentées dans les autres éléments du résultat global, la juste valeur étant comptabilisée dans les actifs ou passifs de gestion du risque, selon ce qui convient. Lorsque les swaps sont dénoués, les profits ou les pertes qui en découlent sont comptabilisés dans le cumul des autres éléments du résultat global et sont amortis dans le résultat net sur la durée du swap.

c. Couvertures du risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger

En couvrant le risque de change d'un investissement net dans un établissement à l'étranger, la partie efficace des profits et pertes de change sur les instruments de couverture est comptabilisée dans les autres éléments du résultat global, et la partie inefficace est comptabilisée en résultat net. Les montants comptabilisés auparavant dans le cumul des autres éléments du résultat global sont comptabilisés en résultat net lorsqu'il y a une réduction de l'investissement net couvert par suite d'une sortie, d'une sortie partielle ou d'une perte de contrôle. La société utilise principalement des contrats de change à terme et des titres d'emprunt libellés en monnaie étrangère pour couvrir le risque de variation de la valeur comptable de l'investissement net de la société dans des établissements à l'étranger découlant des fluctuations des taux de change. Les profits et les pertes sur les instruments répondant aux conditions requises pour appliquer la comptabilité de couverture sont présentés dans les autres éléments du résultat global, et la juste valeur est comptabilisée dans les actifs ou passifs de gestion du risque.

F. Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent l'encaisse et les placements très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins.

G. Garanties payées et reçues

Les modalités de certains contrats peuvent exiger que la société ou les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation en vertu de ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter ainsi le montant de la garantie qui doit être fournie.

H. Stocks

I. Combustible

Le solde des stocks de la société est constitué du combustible qui est évalué au plus faible du coût et de la valeur nette de réalisation. Le coût est déterminé en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le coût des stocks de charbon produits en interne est établi à l'aide de la méthode du coût complet, lequel comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leur état et lieu existants. Les stocks de charbon disponibles tendent à augmenter au cours des deuxième et troisième trimestres en raison des conditions climatiques favorables et d'une baisse de la production d'électricité pendant les périodes d'entretien. Par suite du nombre limité d'étapes de traitement nécessaires pour extraire le charbon et le préparer en vue de la consommation et de la valeur unitaire relativement basse, la direction ne fait pas de distinction entre les produits en cours de production et le charbon disponible à la consommation.

Le coût des stocks de gaz naturel et de charbon comprend toutes les dépenses et les charges directement engagées afin que les stocks parviennent à leur état et lieu existants.

La majeure partie du combustible et des achats d'électricité comptabilisés dans les comptes consolidés résumés de résultat reflète le coût des stocks utilisés pour produire de l'électricité.

II. Opérations sur les produits énergétiques

Les stocks de produits de base détenus dans le secteur Opérations sur les produits énergétiques sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente. Les variations de la juste valeur moins les coûts de la vente sont comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle la variation survient.

I. Immobilisations corporelles

L'investissement de la société dans les immobilisations corporelles est d'abord présenté au coût initial de chaque composante au moment de la construction, de l'achat ou de l'acquisition. Une composante est la partie corporelle d'un actif qui peut être identifiée séparément et amortie sur sa propre durée d'utilité attendue et qui devrait procurer des avantages sur plus d'un an. Les coûts initiaux comprennent, par exemple, les matériaux, la main-d'œuvre, les coûts d'emprunt et d'autres coûts directement attribuables, y compris l'estimation initiale du coût de démantèlement ou de remise en état. Les coûts sont comptabilisés dans les immobilisations corporelles s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés et que le coût de l'élément peut être évalué de façon fiable.

Le coût des pièces de rechange importantes est incorporé et classé dans les immobilisations corporelles, puisque ces éléments ne peuvent être utilisés qu'avec un élément des immobilisations corporelles.

L'entretien planifié est effectué à intervalles réguliers. Les travaux d'entretien planifié d'envergure comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Les coûts engagés au titre des activités d'entretien d'envergure sont incorporés dans le coût de l'actif au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure. Les dépenses de remplacement de composantes engagées dans le cadre de travaux d'entretien importants sont incorporées dans le coût de l'actif et amorties sur la durée d'utilité estimée de ces composantes.

Les coûts de réparation et d'entretien courants et de remplacement de pièces mineures sont imputés au résultat net au fur et à mesure qu'ils sont engagés.

Après la comptabilisation initiale et l'évaluation au coût, toutes les catégories d'immobilisations corporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur, le cas échéant.

La durée d'utilité de chaque composante des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits courants et les résultats passés, compte tenu des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue et de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité sert à évaluer le taux d'amortissement de la composante des immobilisations corporelles. Les immobilisations corporelles peuvent être amorties si l'entité s'attend à pouvoir utiliser l'actif, soit, en général, au commencement des activités commerciales. Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est amortie au montant de sa valeur résiduelle sur sa durée d'utilité estimée, selon le mode linéaire ou le mode des unités de production. La durée d'utilité estimée, la valeur résiduelle et les modes d'amortissement sont examinés annuellement et peuvent être révisés sur la base de nouveaux renseignements ou de renseignements additionnels. L'effet d'un changement de la durée d'utilité, de la valeur résiduelle ou du mode d'amortissement est comptabilisé de façon prospective.

La durée d'utilité estimée des composantes des actifs amortissables, classés par catégorie d'actif, se présente comme suit :

Production thermique	3 à 50 ans
Production gazière	2 à 30 ans
Production d'énergie renouvelable	3 à 60 ans
Biens et matériel miniers	4 à 50 ans
Pièces de rechange amortissables et autres	12 à 50 ans

TransAlta incorpore les coûts d'emprunt sur le capital investi dans le coût des projets en construction (note 1 U)). Au démarrage des activités commerciales, les coûts d'emprunt incorporés dans le coût de l'actif, à titre de quote-part du coût total de l'actif, sont amortis sur la durée d'utilité estimée de l'actif connexe.

J. Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises dans le cadre d'un regroupement d'entreprises sont comptabilisées séparément du goodwill à leur juste valeur à la date de l'acquisition, laquelle est considérée être égale à leur coût.

Les immobilisations incorporelles générées en interne découlant de projets de développement sont comptabilisées si l'entité peut démontrer qu'elle respecte certains critères liés à la faisabilité de l'utilisation interne ou de la vente de l'immobilisation incorporelle, ou aux avantages économiques futurs probables. Les immobilisations incorporelles sont initialement comptabilisées au coût, qui comprend tous les coûts directement attribuables nécessaires pour créer, produire et préparer l'immobilisation pour qu'elle puisse être exploitée de la manière prévue par la direction.

Les immobilisations incorporelles acquises séparément sont comptabilisées au coût.

Après la comptabilisation initiale, les immobilisations incorporelles continuent d'être évaluées selon le modèle du coût et sont comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé et les pertes de valeur cumulées, le cas échéant.

L'amortissement commence lorsque l'immobilisation incorporelle est prête à être utilisée et est comptabilisé selon le mode linéaire sur la durée d'utilité estimée de l'immobilisation incorporelle, sauf pour les droits relatifs aux mines de charbon, qui sont amortis selon le mode de l'unité de production, d'après les réserves minières estimées. La durée d'utilité estimée des immobilisations incorporelles peut être déterminée, par exemple, d'après la durée du contrat ou de l'accord de licence connexe. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement sont examinés à la fin de chaque exercice, et l'effet des changements est comptabilisé de façon prospective.

Les immobilisations incorporelles se composent des contrats de vente d'électricité, à des tarifs plus élevés que les tarifs du marché à la date d'acquisition, des droits relatifs aux mines de charbon et des logiciels. Les droits relatifs aux mines de charbon sont amortis selon le mode de l'unité de production, d'après les réserves minières estimées. La durée d'utilité estimée et les modes d'amortissement des autres immobilisations incorporelles se présentent comme suit :

Logiciels	2 à 7 ans
Contrats d'achat d'électricité	1 an à 30 ans

K. Dépréciation d'immobilisations corporelles et incorporelles, à l'exception du goodwill

À la fin de chaque période de présentation de l'information, la société examine la valeur comptable nette des immobilisations corporelles et des immobilisations incorporelles à durée d'utilité déterminée pour évaluer s'il existe un indice de perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats opérationnels projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une perte de valeur. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une perte de valeur possible, mais plutôt une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, qui surviennent au cours d'une période de temps et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque la société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps.

Les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la société font l'objet d'un suivi régulier, et des jugements et des évaluations sont formulés pour déterminer s'il s'est produit un événement indiquant une perte de valeur possible. En pareil cas, la société doit estimer la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient. La valeur recouvrable correspond à la juste valeur de l'actif diminuée des coûts de la vente ou à sa valeur d'utilité, selon le plus élevé des deux montants. La juste valeur correspond au montant auquel un élément peut être acheté ou vendu dans le cadre d'une opération courante entre des parties consentantes. La valeur d'utilité correspond à la valeur actuelle des flux de trésorerie futurs devant être générés par l'utilisation continue de l'actif et par sa sortie *in fine*. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie, une perte de valeur de l'actif est comptabilisée en résultat net, et la valeur comptable de l'actif est ramenée à sa valeur recouvrable.

Chaque date de présentation de l'information financière, la société évalue s'il existe un signe qu'une perte de valeur comptabilisée antérieurement n'existe plus ou a diminué. Dans un tel cas, la valeur recouvrable de l'actif ou de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle l'actif appartient est estimée, et la perte de valeur comptabilisée antérieurement est reprise si la valeur recouvrable de l'actif a augmenté. Si une perte de valeur est reprise, la valeur comptable de l'actif est accrue et est établie au moindre de sa valeur recouvrable estimée révisée et de la valeur comptable (diminuée des amortissements) qui aurait été calculée si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée antérieurement. La reprise d'une perte de valeur est comptabilisée en résultat net.

L. Goodwill

Le goodwill généré lors d'un regroupement d'entreprises est comptabilisé à titre d'actif à la date de la prise de contrôle. Le goodwill est évalué comme le coût d'une acquisition majoré du montant des participations ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise (le cas échéant), diminué de la juste valeur des actifs acquis et des passifs pris en charge identifiables connexes.

Le goodwill n'est pas amorti, mais doit plutôt faire l'objet d'un test de dépréciation au moins une fois l'an, ou plus souvent si une analyse des événements ou de la situation indique qu'il pourrait y avoir eu une perte de valeur. Un changement important de la situation financière de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle se rapporte le goodwill ou des tendances sectorielles ou économiques négatives importantes sont des signes possibles. Pour les besoins des tests de dépréciation, le goodwill est affecté à chacune des unités génératrices de trésorerie qui devraient bénéficier des synergies du regroupement d'entreprises qui a donné lieu au goodwill. Pour effectuer le test de dépréciation, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie auxquelles correspond le goodwill est comparée à la valeur comptable des unités génératrices de trésorerie. Si la valeur recouvrable est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est immédiatement comptabilisée en résultat net, d'abord en réduisant la valeur comptable du goodwill, puis en diminuant la valeur comptable des autres actifs de l'unité. Une perte de valeur comptabilisée au titre du goodwill n'est pas reprise au cours des périodes ultérieures.

M. Frais de mise en valeur de projet

Les frais de mise en valeur de projet différés englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. Ces frais sont comptabilisés à titre de charges opérationnelles jusqu'au moment où la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement devrait se produire, quand il y a des raisons de croire que les coûts futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la société. Les coûts engagés sont alors inclus dans les immobilisations corporelles ou les autres actifs. La valeur comptable de ces coûts est évaluée chaque période, et les montants incorporés dans le coût des projets dont la réalisation est devenue improbable sont comptabilisés en résultat net.

N. Impôts sur le résultat

La société utilise la méthode axée sur le bilan pour comptabiliser les impôts sur le résultat de ses activités. Selon cette méthode, les actifs et les passifs d'impôt différé sont comptabilisés d'après l'écart entre la valeur comptable des actifs et des passifs et leur valeur fiscale respective (différences temporelles). Un actif d'impôt différé peut également être comptabilisé pour réaliser l'économie prévue au titre de pertes fiscales disponibles aux fins de report prospectif, dans la mesure où il est probable que l'entreprise disposera d'un résultat imposable futur auquel elle pourra imputer les pertes fiscales. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont déterminés au moyen des taux d'imposition et en vertu des lois fiscales en vigueur ou pratiquement en vigueur à la fin de la période, lesquelles devraient s'appliquer aux exercices au cours desquels il est prévu que les différences temporelles se réaliseront ou seront réglées. L'impôt différé est directement débité ou crédité dans le résultat net, sauf s'il est lié à des éléments débités ou crédités dans les autres éléments du résultat global ou directement dans les capitaux propres. La valeur comptable des actifs d'impôt différé est évaluée à la fin de chaque période et est réduite dans la mesure où il est improbable que l'entité dispose d'un résultat imposable suffisant pour que la totalité ou une partie de l'actif soit réalisé.

Pour les différences temporelles imposables liées à des participations dans des filiales, un passif d'impôt différé doit être comptabilisé, sauf dans la mesure où la société est capable de contrôler la date à laquelle la différence temporelle se résorbera et s'il est probable que la différence temporelle ne se résorbera pas dans un avenir prévisible.

O. Avantages sociaux futurs

La société comptabilise ses obligations au titre des régimes d'avantages sociaux futurs ainsi que les coûts correspondants, déduction faite des actifs des régimes. Le coût des prestations de retraite et des avantages sociaux postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire, est établi par calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées au prorata des services, à partir des hypothèses les plus probables de la direction quant au rendement prévu des placements des régimes, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé. Les régimes de retraite à prestations définies se fondent sur le salaire moyen de fin de carrière et les années de service de l'employé. Le rendement attendu des actifs du régime est fondé sur le rendement prévu des marchés financiers, au début de la

période, pour les rendements sur la durée des obligations au titre des prestations. Le taux d'actualisation utilisé pour calculer la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies est déterminé par référence aux taux de rendement, à la fin de la période, du marché des obligations de sociétés de première qualité. La monnaie et la durée des obligations doivent correspondre à la monnaie et à la durée estimées des obligations au titre des prestations.

Les écarts actuariels découlant des ajustements liés aux résultats passés et des changements d'hypothèses actuarielles sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle ils se sont produits. Le coût des services passés est comptabilisé immédiatement en résultat net dans la mesure où les prestations sont acquises. Sinon, ils sont amortis de façon linéaire au cours de la période d'acquisition de droits.

Les profits ou les pertes découlant d'une compression ou d'une liquidation d'un régime à prestations définies sont comptabilisés au moment où la compression ou la liquidation survient. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages sociaux donne lieu à une compression ou à une liquidation d'obligations, la compression est comptabilisée avant la liquidation.

Les cotisations exigibles aux termes de régimes de retraite à cotisations définies sont comptabilisées à titre de passif et de charge de la période au cours de laquelle les services sont rendus.

P. Provisions

Une provision est un passif dont l'échéance ou le montant est incertain. Une provision est comptabilisée lorsque la société a une obligation actuelle (juridique ou implicite) résultant d'un événement passé, qu'il est probable que la société devra éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable. Une obligation juridique peut découler d'un contrat, de dispositions légales et de toute autre jurisprudence. Une obligation implicite découle des actions d'une entité lorsque celle-ci a indiqué à un tiers, par ses pratiques passées, par sa politique affichée ou par une déclaration récente suffisamment explicite, qu'elle assumera certaines responsabilités et qu'elle a par conséquent créé chez ce tiers une attente fondée qu'elle assumera ces responsabilités. Le montant comptabilisé en provision doit être la meilleure estimation des dépenses nécessaires à l'extinction de l'obligation actuelle à la fin de chaque période, compte tenu des risques et incertitudes associés à l'obligation. S'il est prévu que des dépenses seront engagées dans l'avenir, l'obligation est évaluée à sa valeur actuelle au moyen d'un taux d'intérêt ajusté au titre du risque courant fondé sur le marché.

La société comptabilise une provision pour démantèlement et remise en état de toutes les centrales de production et de toutes les mines à l'égard desquelles elle a l'obligation juridique ou implicite d'enlever les installations à la fin de leur durée d'utilité et de remettre le site des centrales et des mines en état. Pour certaines centrales hydroélectriques, la société a l'obligation d'enlever le matériel de production, mais n'est pas légalement tenue de faire de même avec les structures. Les provisions initiales pour démantèlement sont comptabilisées à leur valeur actuelle lorsque le démantèlement a lieu. La société comptabilise les provisions initiales au titre du démantèlement et de la remise en état, ainsi que les variations découlant des révisions des estimations de coûts et des révisions de fin de période au taux d'actualisation fondé sur le marché à titre de coût de l'immobilisation corporelle connexe (note 11)). L'augmentation de la valeur actuelle nette est imputée au résultat net de chaque période et incluse dans la charge d'intérêt nette.

Si la société prévoit recevoir d'un tiers le remboursement d'une partie des coûts de démantèlement futur, le remboursement est traité comme un actif distinct si la société a la quasi-certitude de recevoir ce remboursement.

Les passifs au titre de l'obligation de démantèlement et de remise en état pour les mines de charbon sont contractés au fil du temps, à mesure que de nouveaux sites sont exploités, et une partie des passifs est réglée au fil du temps, à mesure que les sites sont remis en état, avant la restauration définitive des lieux. Les frais de restauration des lieux pour les biens miniers sont comptabilisés selon le mode des unités de production.

Les changements apportés aux autres provisions résultant des révisions des estimations des dépenses nécessaires pour éteindre l'obligation ou des révisions effectuées à la fin de la période au taux d'actualisation fondé sur le marché sont comptabilisés en résultat net. La désactualisation de la valeur actualisée nette est imputée au résultat net de chaque période et incluse dans la charge d'intérêt nette.

Q. Paiements fondés sur des actions

La société évalue les attributions d'options sur actions réglées en actions selon la méthode de la juste valeur. La charge de rémunération est calculée à la date d'attribution selon la juste valeur de l'attribution et est comptabilisée au cours de la période d'acquisition des droits d'après l'estimation, par la société, du nombre d'options dont les droits seront finalement acquis. Chaque attribution d'option réglée en actions dont les droits s'acquière en versements est comptabilisée comme une attribution distincte dont la juste valeur est évaluée séparément.

Les charges de rémunération associées aux attributions aux termes du régime d'actionnariat fondé sur le rendement sont comptabilisées selon la juste valeur de chaque attribution, la durée de service et le nombre d'actions ordinaires équivalentes accumulées par les employés et les dirigeants admissibles à la date de l'état de la situation financière, qui est déterminée selon le rang centile du rendement total pour les actionnaires des actions ordinaires de la société par rapport au rendement total pour les actionnaires d'un groupe donné de sociétés constituant le groupe de référence.

Pour les paiements fondés sur des actions accumulés aux termes de régimes d'options d'achat d'actions fictives réglées en espèces, un passif, et la charge de rémunération correspondante, sont comptabilisés à la date de chaque état de la situation financière, jusqu'au règlement final, d'après la juste valeur de chaque attribution et la durée de service.

R. Crédits et quotas d'émission

Les quotas d'émission achetés sont initialement comptabilisés au coût et, par la suite, au moindre du coût moyen pondéré et de la valeur nette de réalisation. Les quotas accordés à TransAlta ou générés en interne ne sont pas comptabilisés. Les passifs au titre des émissions sont comptabilisés selon les meilleures estimations du montant requis par la société pour éteindre l'obligation excédant les plafonds et les cibles établis par le gouvernement. Dans la mesure où les coûts d'observation sont recouvrables aux termes de contrats conclus avec des tiers, ces montants sont comptabilisés dans les produits lorsqu'ils sont recouverts.

Les négociations pour compte propre de quotas d'émission qui répondent à la définition d'un instrument dérivé sont comptabilisées selon la méthode de la juste valeur. Autrement, elles sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

S. Actifs détenus en vue de la vente

Un actif est classé comme détenu en vue de la vente si sa valeur comptable est recouvrée principalement au moyen d'une vente plutôt que par l'utilisation continue par la société. Les actifs classés comme détenus en vue de la vente sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les actifs classés comme détenus en vue de la vente sont présentés comme courants dans l'état consolidé résumé de la situation financière. L'amortissement cesse quand un actif est classé comme détenu en vue de la vente.

T. Contrats de location

Un contrat de location est un accord par lequel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en échange d'un paiement ou d'une série de paiements.

Les contrats d'achat d'électricité («CAÉ») et autres contrats à long terme peuvent contenir des contrats de location ou être considérés comme tels si l'accord ne peut être exécuté sans l'utilisation d'un actif précis (p. ex. une unité de production) et si l'accord donne au client le droit d'utiliser cet actif.

Si la société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs visés par les contrats de location-financement ne sont pas présentés comme des immobilisations corporelles, et l'investissement net dans le contrat de location, représenté par la valeur actuelle des montants dus par le preneur, est comptabilisé dans l'état consolidé résumé de la situation financière à titre d'actif financier, classé comme une créance au titre du contrat de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme partie intégrante de l'accord sont ventilés entre l'amortissement de la créance au titre du contrat de location et les produits financiers. La composante produits financiers des paiements est comptabilisée au moyen d'une méthode qui donne lieu à un taux de rendement périodique constant de l'investissement net pour chaque période et est prise en compte dans les produits tirés des contrats de location-financement des comptes consolidés résumés de résultat.

Si la société détermine que les dispositions d'un contrat contiennent un contrat de location ou correspondent à un contrat de location et font en sorte que les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sont conservés par la société, l'accord est un contrat de location simple. Dans le cas des contrats de location simple, ce coût de l'actif est incorporé dans le coût de l'immobilisation corporelle, et l'actif est amorti sur sa durée d'utilité. Le produit locatif tiré des contrats de location simple est comptabilisé de façon linéaire ou de toute autre façon appropriée sur la durée de l'accord et est pris en compte dans le poste Produits des activités ordinaires des comptes consolidés résumés de résultat.

U. Coûts d'emprunt

TransAlta incorpore au coût de l'actif les coûts d'emprunt qui sont directement imputables aux emprunts généraux contractés aux fins de la construction d'actifs qualifiés ou qui y sont liés. Les actifs qualifiés sont des actifs qui exigent une longue période de préparation avant de pouvoir être utilisés et qui comprennent en général des centrales ou d'autres actifs qui sont construits sur des périodes de plus de 12 mois. Les coûts d'emprunt considérés comme directement imputables sont ceux qui auraient pu être évités si les dépenses relatives à l'actif qualifié n'avaient pas été faites. Les coûts d'emprunt qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont inclus dans le coût de la composante de l'immobilisation corporelle connexe. L'incorporation des coûts d'emprunt dans le coût d'un actif prend fin lorsque les activités indispensables à la préparation de l'actif préalablement à son utilisation sont pratiquement terminées.

Tous les autres coûts d'emprunt sont passés en charges pendant la période au cours de laquelle ils sont engagés.

V. Participations ne donnant pas le contrôle

Les participations ne donnant pas le contrôle découlent des regroupements d'entreprises où la société détient une participation inférieure à 100 %. Les participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées à la juste valeur ou selon la quote-part de la participation ne donnant pas le contrôle au titre des actifs nets identifiables de l'entreprise acquise. La société décide au cas par cas quelle méthode d'évaluation elle doit utiliser.

Les participations ne donnant pas le contrôle peuvent également découler d'un accord contractuel conclu entre la société et une autre partie, en vertu duquel l'autre partie fait l'acquisition d'une participation dans un actif ou une activité en particulier, et la société conserve le contrôle.

Après l'acquisition, la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle est augmentée ou diminuée de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle au titre des variations subséquentes de capitaux propres et des paiements faits aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat global total est attribué aux participations ne donnant pas le contrôle même si cela donne lieu à un solde négatif.

W. Coentreprises

Une coentreprise est un accord contractuel en vertu duquel deux parties ou plus conviennent d'exercer une activité économique sous contrôle conjoint. Les parties à une coentreprise comptabilisent les droits et obligations contractuels découlant de l'accord. TransAlta est partie à deux catégories de coentreprises : les actifs contrôlés conjointement et les entités contrôlées conjointement.

Les actifs contrôlés conjointement impliquent le contrôle conjoint ou la copropriété, par les coentrepreneurs, d'un ou de plusieurs actifs apportés ou acquis aux fins de la coentreprise et qui lui sont dévolus à ces fins. En général, chaque partie a droit à une quote-part de la production générée par l'actif et assume une quote-part convenue des charges engagées au titre de la coentreprise. La société présente sa participation dans l'actif contrôlé conjointement en comptabilisant sa quote-part des actifs, sa quote-part des passifs au titre de la coentreprise ainsi que des passifs qu'elle contracte directement, tout produit de la vente de sa quote-part de la production des actifs, de sa quote-part des charges de la coentreprise ainsi que de toute charge engagée au titre de sa participation dans la coentreprise.

Dans les entités contrôlées conjointement, les coentrepreneurs n'ont aucun droit ni obligation à l'égard des actifs individuels de la coentreprise. Chaque coentrepreneur a plutôt droit à une quote-part dans le résultat net de l'entité contrôlée conjointement. La société présente sa participation dans les entités contrôlées conjointement au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, la participation dans une entité contrôlée conjointement est initialement comptabilisée au coût, et la valeur comptable est augmentée ou diminuée pour comptabiliser la quote-part de la société dans le résultat net de l'entité contrôlée conjointement après la date d'acquisition. La quote-part de la société du résultat net découlant des opérations entre la société et les entités contrôlées conjointement est éliminée en fonction de la participation de la société. Les distributions reçues des entités contrôlées conjointement réduisent la valeur comptable de la participation. Tout excédent du coût d'une acquisition moins la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés d'une entité contrôlée conjointement est comptabilisé à titre de goodwill, est inclus dans la valeur comptable de la participation et doit être soumis à un test de dépréciation en tant que partie intégrante de la participation.

Les participations dans les entités contrôlées conjointement sont soumises à un test de dépréciation à la date de l'état de la situation financière de chaque période s'il existe une indication objective que la participation a subi une perte de valeur. Les indications objectives peuvent comprendre, par exemple, des facteurs comme les difficultés financières importantes de l'entreprise détenue ou des informations sur d'importants changements ayant un effet négatif survenus dans l'environnement technologique, économique, juridique ou de marché dans lequel l'entreprise détenue exerce ses activités, qui pourraient indiquer que le coût de la participation pourrait ne pas être recouvré. S'il existe une telle indication objective, une perte de valeur est comptabilisée si la valeur recouvrable de la participation est inférieure à la valeur comptable. La valeur recouvrable de la participation est calculée d'après la valeur la plus élevée entre la valeur d'utilité et la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

X. Subventions publiques

Les subventions publiques sont comptabilisées lorsqu'il existe une assurance raisonnable que l'entité se conformera aux conditions rattachées aux subventions et que les subventions seront reçues. Les subventions publiques sont comptabilisées en résultat net de la même période au cours de laquelle les coûts ou les produits connexes sont comptabilisés ou en réduction de la valeur comptable de l'immobilisation corporelle, si la subvention est liée à des éléments à inscrire à l'actif.

Y. Jugements importants en matière de comptabilité et principales sources d'incertitude de mesure

L'application des nombreuses méthodes comptables suivies par la société touche des situations complexes et requiert un jugement considérable, soit pour l'application et l'interprétation de la documentation existante, soit pour l'établissement des estimations qui ont une incidence sur les états financiers consolidés résumés de la société.

I. Jugements importants en matière d'application des méthodes comptables

Dans le processus d'application des méthodes comptables de la société, qui sont décrites ci-dessus, la direction exerce divers jugements qui peuvent avoir un effet significatif sur les montants qu'elle comptabilise dans les états financiers consolidés résumés. Les jugements les plus importants sont les suivants :

a. Dépréciation des immobilisations corporelles

Pour évaluer si un actif s'est déprécié ou non, il faut déterminer s'il existe des éléments indiquant une perte de valeur.

Un rendement très faible par rapport aux résultats opérationnels projetés ou passés, des changements importants au titre de l'utilisation des actifs ou de la stratégie d'affaires globale de la société, ou des tendances sectorielles ou économiques négatives notables sont quelques-uns des facteurs qui pourraient indiquer une perte de valeur. Dans certains cas, ces événements sont manifestes. Toutefois, dans bien des cas, il n'existe pas d'événement isolable indiquant une perte de valeur possible, mais plutôt une série d'événements sans conséquence, s'ils sont pris isolément, qui surviennent au cours d'une période de temps et indiquent qu'un actif peut avoir subi une perte de valeur. La situation peut se compliquer lorsque la société n'est pas l'exploitant de l'installation. Des événements peuvent alors passer inaperçus pendant un certain temps. La direction surveille de façon continue les activités, le marché et l'environnement d'affaires de la société et pose des jugements et formule des évaluations sur la conjoncture et les événements afin de déterminer s'il pourrait y avoir eu une perte de valeur.

b. Contrats de location

Pour déterminer si les CAÉ et les autres contrats de vente d'électricité et d'énergie thermique à long terme de la société contiennent ou sont des contrats de location, la direction doit faire preuve de jugement dans l'évaluation des conditions de ces accords. Pour les accords qui sont considérés comme contenant ou comme étant des contrats de location, la direction doit poser un jugement pour déterminer si, en substance, tous les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété sont transférés au client ou sont conservés par la société, afin de comptabiliser l'accord de façon appropriée à titre de contrat de location-financement ou de contrat de location simple. Ces jugements peuvent avoir une incidence importante sur la situation et la performance financières de la société, puisque le classement des montants liés à l'accord à titre d'immobilisations corporelles ou de créances liées à un contrat de location-financement et, par conséquent, la détermination de certains éléments de produits et de charges, dépendent de ces jugements.

c. Impôts sur le résultat

La préparation des états financiers consolidés résumés requiert l'estimation des impôts sur le résultat ou de la provision pour impôts sur le résultat pour chaque territoire où la société exerce ses activités. Cela suppose aussi une estimation des impôts exigibles et des impôts qui devraient être payables ou recouvrables dans l'avenir, qui sont appelés impôts différés. L'impôt différé découle des effets des différences temporelles attribuables à des éléments dont le traitement aux fins fiscales diffère du traitement aux fins comptables. L'incidence fiscale de ces différences est prise en compte dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre d'actifs et de passifs d'impôt différé. Il convient également de déterminer la probabilité que le résultat imposable futur de la société sera suffisant pour permettre le recouvrement des actifs d'impôt différé. Dans la mesure où le recouvrement est improbable, les actifs d'impôt différé devront être réduits.

La société doit faire preuve de jugement pour établir la provision pour impôts sur le résultat et les actifs et passifs d'impôt différé. La direction doit également avoir recours à son jugement pour évaluer les interprétations, les lois et les règlements fiscaux qui changent constamment, de façon à s'assurer de l'intégralité et de la présentation fiable des actifs et passifs d'impôt différé. L'utilisation d'interprétations et de traitements différents pourrait avoir des effets importants.

d. Instruments financiers

La juste valeur des instruments financiers est évaluée et classée d'après une hiérarchie à trois niveaux, qui est présentée ci-après et est décrite de manière plus détaillée à la note 10.

Niveau I

Les justes valeurs du niveau I sont calculées en utilisant les cours non rajustés de marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès.

Niveau II

Les justes valeurs du niveau II sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour les actifs ou les passifs concernés.

Niveau III

Les justes valeurs du niveau III sont calculées en utilisant des données relatives aux actifs ou aux passifs qui ne sont pas déjà observables.

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. Pour classer les instruments financiers, la direction doit exercer un jugement quant à l'évaluation de la juste valeur et du niveau de données le plus bas qui sera significatif.

e. Frais de mise en valeur de projet

Les frais de mise en valeur de projet différés englobent les frais externes, directs et différentiels nécessaires à la réalisation d'une acquisition ou d'un projet de construction. Ces frais sont comptabilisés à titre de charges opérationnelles jusqu'au moment où la construction d'une centrale ou l'acquisition d'un placement devrait se produire. La direction doit exercer son jugement pour déterminer s'il y a des raisons de croire que les frais futurs pourront être recouverts et que les efforts fournis seront une source de valeur future pour la société.

II. Principales sources d'incertitude de mesure

L'application de certaines méthodes comptables de la société fait intervenir un certain nombre d'estimations et d'hypothèses posées quant à des questions dont l'issue demeure incertaine au moment de l'établissement de l'estimation. Des estimations différentes, résultant des principales variables utilisées dans les calculs ou des changements apportés aux estimations utilisées, pourraient avoir des répercussions importantes sur la situation ou la performance financières de la société. Les principales sources d'incertitude de mesure qui en résultent sont décrites ci-après :

a. Comptabilisation des produits – Juste valeur des instruments dérivés liés à l'énergie

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques de la société tire ses produits et son profit essentiellement du commerce de gros de l'électricité et d'autres produits de base et instruments dérivés liés à l'énergie. Ces contrats et ces instruments dérivés sont comptabilisés à la juste valeur, et la comptabilisation initiale de la juste valeur et les variations subséquentes de la juste valeur ont une incidence sur le résultat présenté au cours de la période où la variation a eu lieu. La juste valeur et les variations de la juste valeur peuvent être favorables ou défavorables et, selon la conjoncture du marché, peuvent fluctuer considérablement.

Le calcul de la juste valeur de ces contrats et de ces instruments dérivés est complexe et repose sur des jugements et des estimations relatifs, entre autres, aux prix futurs, à la volatilité et à la liquidité. La plupart de ces instruments dérivés ne sont pas négociés en Bourse active ou se prolongent au-delà de la période pendant laquelle les cours en Bourse sont disponibles. Le calcul de la juste valeur de ces instruments financiers exige le recours à des techniques ou à des modèles d'évaluation internes.

b. Évaluation des immobilisations corporelles et du goodwill

Les immobilisations corporelles font l'objet d'un examen à la fin de chaque période pour déterminer s'il existe des signes de dépréciation. S'il existe des signes de dépréciation d'une immobilisation corporelle ou d'une unité génératrice de trésorerie à laquelle l'immobilisation appartient, la valeur recouvrable devra être estimée pour déterminer si une perte de valeur doit être comptabilisée.

Le goodwill est soumis annuellement ou plus fréquemment à un test de dépréciation si des signes laissent croire à une dépréciation. Pour effectuer le test de dépréciation, la valeur recouvrable des unités génératrices de trésorerie auxquelles correspond le goodwill est comparée à la valeur comptable des unités génératrices de trésorerie.

La valeur recouvrable de l'immobilisation corporelle ou de l'unité génératrice de trésorerie à laquelle correspond le goodwill est la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de vente et la valeur d'utilité. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de vente, il faut utiliser les informations sur les opérations de tiers pour des actifs similaires et, s'il n'existe pas d'informations disponibles, d'autres techniques d'évaluation, comme les flux de trésorerie actualisés. La valeur d'utilité est calculée d'après la valeur actuelle des meilleures estimations de la direction des flux de trésorerie futurs fondés sur l'utilisation courante et la condition actuelle de l'actif. Pour déterminer la juste valeur diminuée des coûts de vente ou la valeur d'utilité au moyen des flux de trésorerie actualisés, la direction doit faire des estimations et poser des hypothèses importantes sur les flux de trésorerie, leur variabilité, les risques inhérents à l'actif, à l'unité génératrice de trésorerie ou à la société, les taux d'actualisation et la durée d'utilité estimée des centrales.

Pour faire une estimation des flux de trésorerie futurs des centrales, des estimations doivent être faites et des hypothèses doivent être posées sur les prix de vente, les coûts de vente, la production, la consommation de combustible, les coûts liés à la mise hors service et les autres entrées ou sorties de trésorerie sur la durée de vie des centrales, qui peut s'échelonner entre 30 et 60 ans. Pour formuler ces hypothèses, la direction se sert d'estimations fondées sur les prix convenus et les prix futurs d'après l'offre et la demande sur le marché dans la région de la centrale, les niveaux de production, les interruptions planifiées et non planifiées et la

capacité ou les restrictions de transport pour la durée de vie résiduelle de la centrale. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer d'une période à l'autre, et les résultats réels peuvent différer et diffèrent souvent des estimations. De plus, ils peuvent avoir une incidence positive ou négative sur la perte de valeur estimée, laquelle incidence pourrait être importante.

c. Provisions pour démantèlement et remise en état

TransAlta comptabilise des provisions au titre des obligations de démantèlement et de remise en état comme il est décrit à la note 1 P) et à la note 17. Les provisions initiales pour démantèlement et leurs variations subséquentes sont déterminées selon la meilleure estimation de la société des sorties de trésorerie requises, ajustées pour tenir compte des risques et des incertitudes inhérents au moment et au montant du règlement. Les sorties de trésorerie estimées sont évaluées à la valeur actuelle selon un taux d'actualisation avant impôts et taxes courant, ajusté en fonction du risque et fondé sur le marché. Tout changement des flux de trésorerie ou des taux d'intérêt du marché estimés pourrait avoir une incidence importante sur la valeur comptable de la provision.

d. Durée d'utilité des immobilisations corporelles

Chaque composante importante d'un élément des immobilisations corporelles est dépréciée sur sa durée d'utilité estimée. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est estimée d'après les faits et les résultats passés, compte tenu de la durée matérielle prévue de l'actif, des ententes et des contrats de vente à long terme en cours, de la demande courante et prévue ainsi que de la désuétude technologique possible. La durée d'utilité des immobilisations corporelles est examinée au moins une fois l'an afin d'assurer qu'elle continue d'être appropriée.

e. Avantages du personnel futurs

La société offre des prestations de retraite et des avantages postérieurs à l'emploi, comme les régimes d'assurance-maladie et d'assurance dentaire, à ses employés. Le coût de ces prestations dépend de nombreux facteurs, y compris des résultats réels et des estimations et hypothèses concernant les résultats futurs des régimes.

Le passif au titre des avantages postérieurs à l'emploi et les coûts connexes inclus dans la charge de rémunération annuelle sont touchés par les estimations relatives à ce qui suit :

- des données démographiques sur les employés, notamment l'âge, le salaire, la durée d'emploi, les cotisations versées et le rendement des actifs des régimes;
- les effets des changements aux dispositions des régimes;
- les changements d'hypothèses actuarielles importantes, notamment les taux de rendement prévus des actifs des régimes, les salaires, l'augmentation des coûts des soins de santé et les taux d'actualisation.

Un changement de l'estimation de l'un de ces facteurs peut avoir une incidence importante sur la valeur comptable du passif au titre des avantages postérieurs à l'emploi ou les charges connexes.

Z. Changements comptables

Changements comptables de l'exercice

I. Changement d'estimation – Valeurs résiduelles

Au cours du premier trimestre de 2011, la direction a procédé à un examen complet des valeurs résiduelles de tous les actifs de production de TransAlta, en tenant compte, entre autres, des attentes quant à la condition future des actifs, des volumes de métaux

ainsi que d'autres facteurs liés au marché. Par conséquent, les valeurs résiduelles estimées ont été révisées, ce qui a entraîné une baisse de 3 millions de dollars et de 6 millions de dollars de l'amortissement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, en regard de la période correspondante de 2010. L'amortissement pour l'exercice clos le 31 décembre 2011 devrait diminuer d'environ 13 millions de dollars.

Changements comptables futurs

I. Méthodes des IFRS

Les états financiers intermédiaires au 30 juin 2011 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date ont été préparés selon les IFRS et les interprétations actuellement publiées et censées être en vigueur à la fin de la première période pour laquelle la société présente l'information financière selon les IFRS qui sera close le 31 décembre 2011. Les méthodes comptables adoptées selon les IFRS peuvent faire l'objet de modifications par suite d'une nouvelle norme qui sera publiée avec prise d'effet le 31 décembre 2011 ou avant, ou par suite d'un changement délibéré d'une méthode comptable de la part de la société au cours de 2011. Un changement de méthode comptable utilisée peut entraîner des modifications importantes dans la situation financière de la société, les résultats de ses activités et ses flux de trésorerie présentés.

II. États financiers consolidés résumés

En mai 2011, l'International Accounting Standard Board («IASB») a publié l'IFRS 10, *États financiers consolidés*, qui remplace l'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, et la SIC-12, *Consolidation – Entités ad hoc*. L'IFRS 10 fournit une définition révisée du contrôle afin qu'un modèle unique de contrôle soit appliqué à toutes les entités aux fins de consolidation.

III. Accords conjoints

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 11, *Accords conjoints*, qui remplace l'IAS 31, *Participation dans des coentreprises*, et la SIC-13, *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*. L'IFRS 11 présente une approche fondée sur les principes aux fins de la comptabilisation des accords conjoints selon laquelle l'entité doit comptabiliser ses droits et obligations contractuels découlant de ses accords conjoints. Selon l'IFRS 11, il faut également utiliser la méthode de la mise en équivalence pour la comptabilisation des participations dans les coentreprises. L'objectif des améliorations apportées aux exigences en matière de présentation de l'information financière est de permettre aux investisseurs de mieux comprendre la nature, l'étendue et les incidences financières des activités qu'une entité exerce dans le cadre des accords conjoints.

IV. Informations à fournir sur les participations dans les autres entités

En mai 2011, l'IASB a publié l'IFRS 12, *Informations à fournir sur les participations dans les autres entités*, qui vise à accroître les exigences en matière d'informations à fournir sur les intérêts que détient l'entité dans d'autres entités consolidées et non consolidées résumées, comme les filiales, les accords conjoints, les entreprises associées et les entités financières structurées non consolidées (structures d'accueil).

V. Participations dans des entreprises associées et états financiers consolidés et individuels

En mai 2011, deux normes existantes, l'IAS 28, *Participations dans des entreprises associées*, et l'IAS 27, *États financiers consolidés et individuels*, ont été modifiées. Les modifications étaient mineures, et ont donné lieu à la publication de l'IFRS 10, de l'IFRS 11 et de l'IFRS 12.

Les exigences liées aux nouvelles normes et aux normes existantes modifiées susmentionnées dans les paragraphes II à V sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date. Les exigences en matière d'informations à fournir de l'IFRS 12 peuvent être intégrées dans les états financiers avant le 1^{er} janvier 2013. Cependant, l'adoption anticipée des autres normes n'est permise que si les cinq normes sont appliquées en même temps. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de ces nouvelles normes et modifications sur les états financiers consolidés résumés.

VI. Évaluation de la juste valeur

En juin 2011, l'IASB a publié l'IFRS 13, *Évaluation de la juste valeur*, qui établit des lignes directrices uniques pour toutes les évaluations de la juste valeur exigées par les autres normes IFRS, éclaircit la définition de la juste valeur et accroît les informations à fournir sur les évaluations de la juste valeur. L'IFRS 13 s'applique lorsque d'autres IFRS exigent ou permettent l'évaluation ou la présentation de la juste valeur. L'IFRS 13 précise *comment* une entité doit évaluer la juste valeur et présenter les informations à cet égard, mais ne précise pas *quand* elle doit évaluer un actif, un passif ou ses propres instruments de capitaux propres à la juste valeur. L'IFRS 13 entre en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date. L'adoption anticipée est autorisée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 13 sur les états financiers consolidés résumés.

VII. Présentation des états financiers

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin d'améliorer l'uniformité et la clarté de la présentation des postes du résultat global en exigeant que les éléments présentés dans les autres éléments du résultat global soient regroupés en fonction de leur reclassement ou non des autres éléments du résultat global au résultat net. Les modifications apportées à l'IAS 1 sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2012 ou après cette date. L'adoption anticipée est autorisée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'IAS 1 sur les états financiers consolidés résumés.

VIII. Avantages du personnel

En juin 2011, l'IASB a publié des modifications apportées à l'IAS 19, *Avantages du personnel*, qui visent à améliorer la comptabilisation et la présentation des régimes à prestations définies et à accroître les informations à fournir sur ceux-ci. Selon les modifications, la nouvelle présentation améliore la visibilité des différents types de profits et pertes découlant des régimes de retraite à prestations définies comme suit : les coûts des services sont présentés dans le résultat net; la charge financière est présentée à titre de charges financières dans le résultat net; et la réévaluation de l'actif net ou du passif net des régimes à prestations définies est comptabilisée immédiatement dans les autres éléments du résultat global. Les modifications suppriment l'option de différer la comptabilisation des écarts actuariels, aussi connue sous le nom de la «méthode du corridor». Les informations à fournir sont accrues afin de présenter des données plus détaillées au sujet des caractéristiques des régimes à prestations définies et des risques auxquels sont exposées les entités qui participent à ces régimes. Les modifications apportées à l'IAS 19 sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date. L'adoption anticipée est autorisée. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption des modifications à l'IAS 19 sur les états financiers consolidés résumés.

IX. Instruments financiers

En novembre 2009, l'IASB a publié l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui remplaçait les exigences en matière de classement et d'évaluation de l'IAS 39, *Instruments financiers : Comptabilisation et évaluation*, pour les actifs financiers. Les actifs financiers doivent être classés et évalués au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net ou d'un autre élément du résultat global, selon le modèle de gestion de l'entité utilisé pour gérer les actifs financiers et les caractéristiques contractuelles des flux de trésorerie des actifs financiers.

En octobre 2010, l'IASB a publié des ajouts à l'IFRS 9, *Instruments financiers*, au sujet des passifs financiers. Les nouvelles exigences portent sur le problème de la volatilité du résultat net découlant du choix posé par un émetteur d'évaluer un passif à la juste valeur et exigent que la part de la variation de la juste valeur découlant des changements au titre du risque de crédit propre à l'entité soit présentée dans les autres éléments du résultat global plutôt que dans le résultat net.

Les exigences de l'IFRS 9 sont en vigueur pour les périodes annuelles commençant le 1^{er} janvier 2013 ou après cette date et doivent être appliquées rétrospectivement. L'adoption anticipée est autorisée. Cependant, l'IASB a décidé récemment de proposer le report de l'application obligatoire de l'IFRS jusqu'en 2015. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 9 sur les états financiers consolidés résumés.

2. PREMIÈRE APPLICATION DES IFRS

L'IFRS 1 prévoit des exigences particulières pour l'application initiale des IFRS par une entité.

L'IFRS 1 exige que les méthodes comptables appliquées par une entité dans son état de la situation financière d'ouverture et pour toutes les périodes présentées dans ses premiers états financiers selon les IFRS soient conformes aux IFRS en vigueur à la fin de la première période pour laquelle elle présente l'information financière selon les IFRS. Par conséquent, les IFRS publiées à l'heure actuelle et en vigueur au plus tard en date du 31 décembre 2011 ont servi à la préparation des états financiers consolidés résumés au 30 juin 2011 et pour la période close à cette date, des informations comparatives présentées au 30 juin 2010 et pour la période close à cette date et de l'état de la situation financière d'ouverture selon les IFRS au 1^{er} janvier 2010.

Dans certaines circonstances, l'IFRS 1 prévoit des exceptions ou des exemptions à l'application rétrospective de certaines IFRS. La société a décidé d'utiliser les exemptions et d'appliquer les choix selon l'IFRS 1 ci-après :

- Les montants cumulés des pertes de change nettes liées à la conversion des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite du change sur les couvertures d'investissement net connexes, ont été ramenés à zéro au 1^{er} janvier 2010.
- La société a évalué si les accords en cours à la date de transition aux IFRS contiennent un contrat de location, ou correspondent à un contrat de location, sur la base des faits et circonstances existant à cette date. Si l'évaluation requise par les IFRS a été faite à une autre date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada (les «PCGR précédents suivis par la société»), les accords ayant fait l'objet d'un examen selon les PCGR précédents suivis par la société n'ont pas été réévalués à la date de transition aux IFRS. TransAlta doit examiner les accords qui ne correspondent pas au champ d'application des PCGR précédents suivis par la société et a déterminé que l'un de ces accords contient un contrat de location-financement.
- L'IFRIC 1, *Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires*, n'a pas été appliquée rétrospectivement pour déterminer le coût des actifs liés au démantèlement. La méthode simplifiée permise selon l'IFRS 1 a été appliquée.
- L'IFRS 2, *Paiement fondé sur des actions*, a été appliquée aux instruments de capitaux propres qui ont été attribués à compter du 7 novembre 2002 mais n'étaient pas encore acquis à la date de la transition de la société aux IFRS, le 1^{er} janvier 2010.
- L'IFRS 3, *Regroupements d'entreprises*, n'a pas été appliquée rétrospectivement aux regroupements d'entreprises survenus avant la date de transition aux IFRS. Par conséquent, les actifs et les passifs acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises avant le 1^{er} janvier 2010 continuent d'être évalués et comptabilisés à la valeur comptable calculée selon les PCGR précédents suivis par la société.
- Les filiales australiennes de la société ont adopté les IFRS en date du 1^{er} janvier 2005. Même si les IFRS adoptées par la société permettaient de réévaluer les actifs et les passifs des filiales australiennes, la société a décidé de ne pas le faire.
- L'IAS 23, *Coûts d'emprunt*, a été appliquée prospectivement aux coûts d'emprunt liés aux actifs qualifiés pour lesquels la date de début de l'incorporation dans le coût d'un actif correspond à la date de la transition aux IFRS ou à une date ultérieure.

- Les montants incorporés dans le coût de certaines immobilisations qui étaient exploitées dans un contexte de réglementation des tarifs, selon les PCGR précédents suivis par la société, comme la provision pour les fonds utilisés pendant la construction et les frais généraux, n'ont pas été retraités aux fins de conformité avec les coûts comme il est établi par l'IAS 16, *Immobilisations corporelles*. La valeur comptable de ces éléments selon les PCGR précédents suivis par la société a été déterminée en vertu des règlements prescrits et a été présentée comme coût présumé.
- La société a choisi de comptabiliser, à la date de la transition aux IFRS, tous les écarts actuariels cumulés liés à ses régimes à prestations définies, à ses régimes de retraite et à ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi.

Les différences entre la situation financière, la performance financière et les flux de trésorerie selon les PCGR précédents suivis par la société et selon les IFRS sont décrites en détail dans les rubriques suivantes :

- A. Rapprochement de la situation financière au 1^{er} janvier 2010;
- B. Rapprochement de la situation financière au 30 juin 2010;
- C. Rapprochement de la situation financière au 31 décembre 2010;
- D. Rapprochement du résultat pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010;
- E. Rapprochement du résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2010;
- F. Rapprochement du résultat global total pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010;
- G. Rapprochement du résultat global total pour l'exercice clos le 31 décembre 2010;
- H. Incidence sur les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010.

A. Rapprochement de la situation financière au 1^{er} janvier 2010

TRANSALTA CORPORATION

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars canadiens)

Au 1 ^{er} janvier 2010	PCGR du Canada	IAS 21	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31	IAS 37	IFRIC 4 / IAS 17	IAS 36	Reclass.	IFRS
Trésorerie et équivalents de trésorerie	82	-	-	-	-	(29)	-	-	-	-	53
Créances clients	421	-	-	-	-	(16)	-	-	-	-	405
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2
Garanties versées	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27
Charges payées d'avance	18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Actifs de gestion du risque	144	-	-	-	-	-	-	-	-	2	146
Impôts sur le résultat à recevoir	39	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	38
Stocks	90	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90
Actifs détenus en vue de la vente, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
	821	-	-	-	-	(46)	-	2	-	6	783
Placements	-	-	-	-	-	202	-	-	-	-	202
Créances à long terme	49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49
Créances au titre des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	-	48	-	-	48
Immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût	11 701	-	(104)	200	-	(366)	(22)	(55)	(283)	(240)	10 831
Amortissement cumulé	(4 142)	-	1	(85)	-	103	20	25	196	128	(3 754)
	7 559	-	(103)	115	-	(263)	(2)	(30)	(87)	(112)	7 077
Goodwill	434	-	87	-	-	(74)	-	-	-	-	447
Immobilisations incorporelles	344	-	(10)	-	-	(149)	-	-	-	108	293
Actifs d'impôt différé	234	-	-	(3)	7	-	4	-	22	(35)	229
Actifs de gestion du risque	224	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	222
Autres actifs	121	-	-	-	(18)	-	-	-	-	-	103
Total de l'actif	9 786	-	(26)	112	(11)	(330)	2	20	(65)	(35)	9 453
Dettes fournisseurs et charges à payer	521	-	2	-	-	(12)	-	-	2	(29)	484
Provisions pour démantèlement et autres provisions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61	61
Garanties reçues	86	-	-	-	-	-	-	-	-	-	86
Passifs de gestion du risque	45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45
Impôts sur le résultat à payer	10	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	9
Passifs d'impôts futurs	45	-	-	-	-	-	-	-	-	(45)	-
Dividendes à verser	61	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61
Partie courante de la dette à long terme	31	-	-	-	-	(22)	-	-	-	-	9
Partie courante des obligations au titre de la mise hors service d'actifs	32	-	-	-	-	-	-	-	-	(32)	-
	831	-	2	-	-	(35)	-	-	2	(45)	755
Dette à long terme	4 411	-	-	-	-	(180)	-	-	-	-	4 231
Provisions pour démantèlement et autres provisions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	287	287
Passifs d'impôt différé	662	-	(29)	26	(22)	(95)	(6)	3	(7)	10	542
Passifs de gestion du risque	78	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78
Crédits différés et autres passifs à long terme	147	-	-	-	89	-	-	-	8	(8)	236
Obligations au titre de la mise hors service d'actifs	250	-	-	-	-	(5)	34	-	-	(279)	-
Participations ne donnant pas le contrôle	478	-	-	2	-	(16)	-	10	(3)	(471)	-
Capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actions ordinaires	2 164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 164
Actions privilégiées	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capital apporté	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Résultats non distribués	634	(63)	1	84	(78)	1	(26)	7	(65)	-	495
Cumul des autres éléments du résultat global	126	63	-	-	-	-	-	-	-	-	189
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 929	-	1	84	(78)	1	(26)	7	(65)	-	2 853
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	471	471
Total des capitaux propres	2 929	-	1	84	(78)	1	(26)	7	(65)	471	3 324
Total des passifs et des capitaux propres	9 786	-	(26)	112	(11)	(330)	2	20	(65)	(35)	9 453

B. Rapprochement de la situation financière au 30 juin 2010

TRANSALTA CORPORATION

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars canadiens)

Au 30 juin 2010	PCGR du	IAS 21	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31	IAS 37	IFRIC 4 /		Reclass.	IFRS
	Canada ¹							IAS 17	IAS 36		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	43	-	-	-	-	(11)	-	-	-	-	32
Créances clients	372	-	-	-	-	(20)	-	-	-	-	352
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2
Garanties versées	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28
Charges payées d'avance	25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25
Actifs de gestion du risque	213	-	-	-	-	-	-	-	-	4	217
Actifs d'impôts futurs	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impôts sur le résultat à recevoir	111	-	-	-	-	(2)	-	-	-	-	109
Stocks	103	-	-	-	-	-	-	-	-	-	103
Actifs détenus en vue de la vente, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
	895	-	-	-	-	(33)	-	2	-	5	869
Placements	-	-	-	-	-	199	-	-	-	-	199
Créances à long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Créances au titre des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	-	47	-	-	47
Immobilisations corporelles											
Coût	11 716	-	(104)	208	-	(381)	28	(55)	(283)	(246)	10 883
Amortissement cumulé	(3 974)	-	3	(93)	-	119	(12)	26	202	140	(3 589)
	7 742	-	(101)	115	-	(262)	16	(29)	(81)	(106)	7 294
Goodwill	434	-	87	-	-	(73)	-	-	-	-	448
Immobilisations incorporelles	319	-	(10)	-	-	(141)	-	-	-	105	273
Actifs d'impôt différé	202	-	-	(5)	8	-	4	-	21	(24)	206
Actifs de gestion du risque	265	-	-	-	-	-	-	-	-	(4)	261
Autres actifs	107	-	-	-	(21)	-	-	-	-	-	86
Total de l'actif	9 964	-	(24)	110	(13)	(310)	20	20	(60)	(24)	9 683
Dettes fournisseurs et charges à payer	443	-	2	-	-	(15)	-	-	2	(12)	420
Provisions pour démantèlement et autres provisions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49	49
Garanties reçues	112	-	-	-	-	-	-	-	-	-	112
Passifs de gestion du risque	34	-	-	-	-	-	-	-	-	9	43
Impôts sur le résultat à payer	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Passifs d'impôts futurs	24	-	-	-	-	-	-	-	-	(24)	-
Dividendes à verser	65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65
Partie courante de la dette à long terme	254	-	-	-	-	(21)	-	-	-	-	233
Partie courante des obligations au titre de la mise hors service d'actifs	37	-	-	-	-	-	-	-	-	(37)	-
	974	-	2	-	-	(36)	-	-	2	(15)	927
Dettes à long terme	4 483	-	-	-	-	(169)	-	-	-	-	4 314
Provisions pour démantèlement et autres provisions	-	-	-	-	-	-	-	-	-	279	279
Passifs d'impôt différé	654	-	(29)	24	(32)	(88)	(7)	3	(6)	-	519
Passifs de gestion du risque	51	-	-	-	-	-	-	-	-	(9)	42
Crédits différés et autres passifs à long terme	147	-	-	-	133	-	-	-	8	(12)	276
Obligations au titre de la mise hors service d'actifs	219	-	-	-	-	(5)	53	-	-	(267)	-
Participations ne donnant pas le contrôle	461	-	-	4	-	(16)	-	10	(3)	(456)	-
Capitaux propres											
Actions ordinaires	2 172	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 172
Capital apporté	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Résultats non distribués	625	(63)	3	82	(80)	4	(26)	7	(61)	-	491
Cumul des autres éléments du résultat global	172	63	-	-	(34)	-	-	-	-	-	201
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 975	-	3	82	(114)	4	(26)	7	(61)	-	2 870
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	456	456
Total des capitaux propres	2 975	-	3	82	(114)	4	(26)	7	(61)	456	3 326
Total du passif et des capitaux propres	9 964	-	(24)	110	(13)	(310)	20	20	(60)	(24)	9 683

1) Certains chiffres comparatifs ont été reclassés conformément à la présentation au 31 décembre 2010. Ces reclassements n'ont pas eu d'incidence sur le résultat net ou les résultats non distribués présentés antérieurement.

C. Rapprochement de la situation financière au 31 décembre 2010

TRANSALTA CORPORATION

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars canadiens)

Au 31 décembre 2010	PCGR du Canada	IAS 21	IAS 16	IAS 19	IAS 31	IAS 37	IFRIC 4 / IAS 17	IAS 36	Reclass.	IFRS
Trésorerie et équivalents de trésorerie	58	-	-	-	(23)	-	-	-	-	35
Créances clients	428	-	-	-	(16)	-	-	-	-	412
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2
Garanties versées	27	-	-	-	-	-	-	-	-	27
Charges payées d'avance	10	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Actifs de gestion du risque	265	-	-	-	-	-	-	-	3	268
Impôts sur le résultat à recevoir	19	-	-	-	(1)	-	-	-	-	18
Stocks	53	-	-	-	-	-	-	-	-	53
Actifs détenus en vue de la vente, montant net	-	-	-	-	-	-	-	-	60	60
	860	-	-	-	(40)	-	2	-	63	885
Placements	-	-	-	-	190	-	-	-	-	190
Créances au titre des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	46	-	-	46
Immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût	11 706	-	208	-	(365)	26	(55)	(219)	(261)	11 040
Amortissement cumulé	(4 129)	-	(108)	-	129	(12)	28	196	150	(3 746)
	7 577	-	100	-	(236)	14	(27)	(23)	(111)	7 294
Actifs détenus en vue de la vente	60	-	-	-	-	-	-	-	(60)	-
Goodwill	517	-	-	-	(70)	-	-	-	-	447
Immobilisations incorporelles	304	-	-	-	(127)	-	-	-	111	288
Actifs d'impôt différé	240	-	(3)	6	-	2	-	-	(67)	178
Actifs de gestion du risque	208	-	-	-	-	-	-	-	(3)	205
Autres actifs	127	-	-	(25)	-	-	-	-	-	102
Total de l'actif	9 893	-	97	(19)	(283)	16	21	(23)	(67)	9 635
Dette à long terme	1	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Dettes fournisseurs et charges à payer	503	-	-	-	(7)	-	-	1	(15)	482
Provisions pour démantèlement et autres provisions	-	-	-	-	-	-	-	-	54	54
Garanties reçues	126	-	-	-	-	-	-	-	-	126
Passifs de gestion du risque	35	-	-	-	-	-	-	-	-	35
Impôts sur le résultat à payer	8	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Passifs d'impôts futurs	77	-	-	-	-	-	-	-	(77)	-
Dividendes à verser	130	-	-	-	-	-	-	-	-	130
Partie courante de la dette à long terme	255	-	-	-	(18)	-	-	-	-	237
Partie courante des obligations au titre de la mise hors service d'actifs	38	-	-	-	-	-	-	-	(38)	-
Passifs détenus en vue de la vente	-	-	-	-	-	-	-	-	3	3
	1 173	-	-	-	(26)	-	-	1	(73)	1 075
Dette à long terme	3 979	-	-	-	(156)	-	-	-	-	3 823
Provisions pour démantèlement et autres provisions	-	-	-	-	-	-	-	-	256	256
Passifs d'impôt différé	630	-	22	(30)	(84)	(7)	3	(6)	10	538
Passifs de gestion du risque	123	-	-	-	-	-	-	-	-	123
Crédits différés et autres passifs à long terme	169	-	-	110	-	-	-	(1)	(9)	269
Passifs détenus en vue de la vente	3	-	-	-	-	-	-	-	(3)	-
Obligations au titre de la mise hors service d'actifs	204	-	-	-	(5)	48	-	-	(247)	-
Participations ne donnant pas le contrôle	435	-	2	-	(16)	-	11	-	(432)	-
Capitaux propres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Actions ordinaires	2 204	-	-	-	-	-	-	-	-	2 204
Actions privilégiées	293	-	-	-	-	-	-	-	-	293
Capital apporté	7	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Résultats non distribués	533	(62)	73	(80)	4	(25)	7	(19)	-	431
Cumul des autres éléments du résultat global	140	62	-	(19)	-	-	-	2	-	185
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	3 177	-	73	(99)	4	(25)	7	(17)	-	3 120
Participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	431	431
Total des capitaux propres	3 177	-	73	(99)	4	(25)	7	(17)	431	3 551
Total du passif et des capitaux propres	9 893	-	97	(19)	(283)	16	21	(23)	(67)	9 635

Explications des ajustements des états consolidés résumés de la situation financière au 1^{er} janvier 2010, au 30 juin 2010 et au 31 décembre 2010, résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

I. IAS 21, Effets des variations des cours des monnaies étrangères

L'application rétrospective de l'IAS 21, *Effets des variations des cours des monnaies étrangères*, exige que les écarts de change sur chaque établissement à l'étranger soient indiqués et recalculés pour tous les ajustements découlant de la transition aux IFRS. L'IFRS 1 prévoit qu'un nouvel adoptant n'est pas tenu de se conformer aux exigences de l'IAS 21. Par conséquent, le montant cumulé des pertes de change nettes pour tous les établissements à l'étranger, y compris le change sur les couvertures de l'investissement net connexes, déduction faite des impôts sur le résultat, a été ramené à zéro à la date de la transition. Les profits nets ou les pertes nettes survenus après la transition sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global conformément à la méthode comptable de la société décrite à la note 1 D) et à la note 1 O).

II. IFRS 3, Regroupements d'entreprises

Selon l'IFRS 3, si la comptabilisation initiale d'un regroupement d'entreprises est inachevée et si les montants provisoires comptabilisés à la date d'acquisition sont ajustés par la suite afin de refléter les informations nouvelles obtenues à propos des faits et des circonstances qui prévalaient à la date d'acquisition, les ajustements sont faits de manière rétrospective. Les PCGR précédents suivis par la société exigeaient l'application prospective des ajustements à compter de la date où ils étaient déterminés. Par conséquent, les ajustements à la date de transition ont trait à l'application rétrospective de la répartition finale du prix d'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro») par la société.

III. IAS 16, Immobilisations corporelles

Selon l'IAS 16, les coûts liés aux principales activités d'entretien planifié et d'inspection doivent être incorporés dans le coût de l'actif. Les travaux d'entretien planifié d'envergure comprennent l'inspection, les réparations et l'entretien des composantes existantes ainsi que leur remplacement. Certains de ces montants ont été passés en charges selon les PCGR précédents suivis par la société. À la date de transition, le montant non amorti des coûts des principales activités d'entretien planifié et d'inspection précédemment passés en charges a été incorporé dans le coût des immobilisations corporelles. Les coûts engagés par la suite au titre des activités d'entretien planifié d'envergure sont incorporés dans le coût des immobilisations incorporelles au cours de la période où les activités d'entretien ont lieu et sont amortis selon le mode linéaire sur la période allant jusqu'à la prochaine activité d'entretien d'envergure.

IV. IAS 19, Avantages du personnel

Selon les PCGR précédents suivis par la société, la méthode du corridor était utilisée pour comptabiliser les écarts actuariels à l'égard des régimes de retraite à prestations définies et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi. Selon cette méthode, certains écarts actuariels n'étaient pas comptabilisés. L'application de la méthode du corridor selon l'IAS 19 exige la ventilation des écarts actuariels cumulés depuis le commencement de chaque régime jusqu'à la date de transition aux IFRS en une part comptabilisée et en une part non comptabilisée. L'IFRS 1 permet la comptabilisation de tous les écarts actuariels cumulés à la date de transition aux IFRS même si, par la suite, la méthode du corridor n'est pas utilisée. Les écarts actuariels qui se produisent après la date de transition sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global conformément à la méthode comptable de la société décrite à la note 1 O).

V. IAS 31, *Participation dans des coentreprises*

Selon les PCGR précédents suivis par la société, toutes les coentreprises étaient comptabilisées au moyen de la méthode de la consolidation proportionnelle. Selon les IFRS, les parties à une coentreprise comptabilisent les droits et les obligations contractuels découlant de la coentreprise. Il existe trois catégories de coentreprises : les actifs contrôlés conjointement, les activités contrôlées conjointement et les entités contrôlées conjointement. Selon les IFRS, les coentreprises de TransAlta appartiennent à la catégorie des actifs contrôlés conjointement ou à celle des entités contrôlées conjointement.

Selon les exigences comptables des IFRS, les actifs contrôlés conjointement sont en général comptabilisés de la même manière que selon la consolidation proportionnelle qui prévalait en vertu des PCGR précédents suivis par la société. Selon les IFRS, un coentrepreneur peut choisir de comptabiliser sa participation dans une entité contrôlée conjointement selon la méthode de la consolidation proportionnelle ou selon la méthode de la mise en équivalence. La société présente sa participation dans les entités contrôlées conjointement au moyen de la méthode de la mise en équivalence. Selon la méthode de la mise en équivalence, les participations de TransAlta dans ses entités contrôlées conjointement, CE Generation LLC («CE Gen») et Wailuku River Hydroelectric L.P. («Wailuku»), sont reflétées dans un poste distinct, intitulé «Participations», des états consolidés de la situation financière, et la quote-part de la société des produits est présentée à titre de quote-part du résultat dans les comptes consolidés de résultat. La quote-part de TransAlta de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et les variations de flux de trésorerie de ces participations comptabilisées au moyen de la mise en équivalence ne sont plus présentées dans un poste distinct des activités opérationnelles, d'investissement ou de financement des tableaux consolidés des flux de trésorerie. Plutôt, les distributions en espèces reçues sont présentées comme une activité opérationnelle, et les rendements des capitaux investis, ou liquidités investies, sont présentés comme une activité d'investissement.

VI. IAS 37, *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels*

Selon l'IAS 37, les provisions doivent être évaluées d'après la valeur actuelle des montants qui devraient être versés, lorsque l'effet de la valeur temps de l'argent est significatif. Les provisions doivent être réexaminées à la fin de chaque période et ajustées pour refléter la meilleure estimation actuelle, y compris les effets des variations du taux d'actualisation fondé sur le marché, le cas échéant. Selon les PCGR précédents suivis par la société, les variations du taux d'actualisation du marché ne devaient pas être prises en compte à la fin de chaque période. Les provisions de la société pour démantèlement et remise en état, et les autres provisions, ont été calculées à la date de transition et à la fin de chaque période suivante au moyen d'un taux d'intérêt courant fondé sur le marché en vigueur à ces dates, ajusté pour tenir compte des risques inhérents à ces passifs.

Selon l'IFRIC 1, *Variation des passifs existants relatifs au démantèlement ou à la remise en état et des autres passifs similaires*, le montant des variations de l'évaluation d'un passif relatif au démantèlement ou à la remise en état qui résultent i) des variations de l'échéancier ou du montant des flux de trésorerie et ii) d'une variation du taux d'actualisation axé sur le marché, doit être ajouté au coût de l'actif correspondant ou déduit de celui-ci.

Si la société avait appliqué rétrospectivement l'IAS 37 et l'IFRIC 1, elle aurait dû dresser une liste de tous les ajustements faits dans le passé. Le recours à l'exemption selon les IFRS permet d'estimer le montant inclus dans le coût ou l'actif correspondant lorsque le passif a pris naissance, en actualisant le passif à cette date en utilisant la meilleure estimation des taux d'actualisation moyens historiques ajustés en fonction du risque qui se seraient appliqués à ce passif dans l'intervalle. L'amortissement cumulé sur le montant de l'actif a été calculé sur la base de l'estimation actuelle de la durée d'utilité de l'actif, en appliquant la méthode d'amortissement selon les IFRS décrite à la note 1 I).

VII. IAS 17, Contrats de location / IFRIC 4, Déterminer si un accord contient un contrat de location

Selon l'IAS 17, un contrat de location est défini comme un accord par lequel le bailleur cède au preneur, pour une période déterminée, le droit d'utilisation d'un actif en particulier en échange d'un paiement ou d'une série de paiements. L'IFRIC 4 fournit des indications permettant de déterminer si un accord qui n'est pas structuré comme un contrat de location est, ou contient, un contrat de location à comptabiliser selon l'IAS 17. En raison des conditions propres au contrat à long terme relatif à la centrale de Forst Saskatchewan de la société, il a été déterminé que ce contrat est un contrat de location-financement et que certains autres CAÉ et contrats à long terme sont, ou contiennent, des contrats de location simple.

a. Contrats de location-financement

Si la société détermine que les dispositions d'un CAÉ ou d'un autre contrat à long terme font en sorte que les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sont transférés au client, l'accord est un contrat de location-financement. Les actifs assujettis aux contrats de location ont été éliminés des immobilisations corporelles de la société, et les montants dus par les preneurs en vertu des contrats de location-financement connexes ont été comptabilisés dans les états consolidés de la situation financière à titre d'actifs financiers, classés comme créances au titre des contrats de location-financement. Les paiements qui sont considérés comme partie intégrante de l'accord de location sont ventilés entre les créances au titre des contrats de location-financement et les produits financiers.

b. Contrats de location simple

Si la société détermine que les dispositions d'un CAÉ ou d'un autre contrat à long terme font en sorte que les principaux risques et avantages liés à la possession de l'actif sont conservés par la société, l'accord est un contrat de location simple. Les actifs assujettis au contrat de location continuent d'être comptabilisés à titre d'immobilisations corporelles et d'être amortis sur leur durée d'utilité.

Les CAÉ et les autres contrats à long terme qui ne sont pas considérés comme étant, ou comme contenant, des contrats de location ont continué d'être comptabilisés à titre d'immobilisations corporelles et de produits, conformément aux PCGR précédents suivis par la société.

VIII. IAS 36, Dépréciation d'actifs

Selon l'IAS 36, les flux de trésorerie futurs non actualisés ne sont pas utilisés pour déterminer si les actifs doivent être soumis à un test de dépréciation, comme c'était l'usage selon les PCGR précédents suivis par la société. Au lieu de cela, en présence de signes de perte de valeur, la valeur comptable des actifs est comparée à leur valeur d'utilité ou à leur juste valeur diminuée des coûts de vente normaux, selon le plus élevé des deux montants. Par conséquent, à la date de transition aux IFRS, des pertes de valeur ont été comptabilisées à l'égard de certains actifs du secteur Production, et une provision pour contrat déficitaire a été établie. Étant donné que des pertes de valeur ont été comptabilisées à la date de transition aux IFRS, ces dernières n'ont pas été comptabilisées au même moment selon les IFRS que selon les PCGR précédents suivis par la société.

Lorsqu'elle a préparé l'état de la situation financière d'ouverture selon les IFRS, la société a comptabilisé une perte de valeur avant impôts et taxes de 101 millions de dollars (98 millions de dollars, après déduction du montant attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle) qui comprenaient une perte de valeur de 70 millions de dollars liée aux centrales alimentées au gaz naturel et de 31 millions de dollars liée aux centrales alimentées au charbon. La dépréciation des centrales alimentées au gaz naturel résulte des prévisions de prix plus basses à l'une de nos centrales marchandes et à l'une des centrales sous contrat de la société. La dépréciation des centrales alimentées au charbon a trait aux unités 1 et 2 de notre centrale de Sundance et reflète surtout notre

nouvelle méthode de gestion des centrales alimentées au charbon dont les unités sont regroupées par paires. La valeur recouvrable des actifs dépréciés est fondée sur la juste valeur déterminée au moyen d'une analyse des flux de trésorerie actualisés découlant des prévisions à long terme de la société et d'autres hypothèses fondées sur le marché, selon ce qui convient le mieux.

IX. Reclassement selon les IFRS

- Selon les IFRS, les droits miniers et les réserves minérales ainsi que les logiciels sont comptabilisés selon l'IAS 38, *Immobilisations incorporelles*, tandis que, selon les PCGR précédents suivis par la société, ils étaient classés à titre d'immobilisations corporelles.
- Selon l'IAS 12, les impôts futurs sont des actifs et des passifs d'impôt différé, qui doivent être classés comme non courants, alors qu'ils étaient classés comme à court et à long terme selon les PCGR précédents suivis par la société.
- Selon l'IFRS 5, les actifs non courants qui correspondent à la définition d'actifs détenus en vue de la vente sont classés comme actifs courants, alors que les PCGR précédents suivis par la société autorisaient le classement à titre d'actifs à long terme.
- Selon l'IAS 37, la société a classé ses provisions pour démantèlement et remise en état dans la même catégorie que les autres provisions, alors que, selon les PCGR précédents suivis par la société, elles étaient classées dans un poste distinct de l'état consolidé de la situation financière.
- Selon les IFRS, les participations ne donnant pas le contrôle sont classées comme faisant partie des capitaux propres.

D. Rapprochement du résultat pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010

TRANSALTA CORPORATION COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(en millions de dollars canadiens)

Trimestre clos le 30 juin 2010	PCGR du Canada ¹	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31 ⁽²⁾	IAS 37	IFRIC 4 / IAS 17	IAS 36	IFRS
Produits des activités ordinaires	582	-	-	-	(33)	-	(2)	-	547
Combustible et achats d'électricité	229	-	-	-	(2)	(1)	-	(1)	225
	353	-	-	-	(31)	1	(2)	1	322
Exploitation, entretien et administration	172	-	(30)	1	(15)	-	-	-	128
Amortissement	118	(2)	19	-	(12)	(5)	-	(2)	116
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	-	-	-	-	-	8
	298	(2)	(11)	1	(27)	(5)	-	(2)	252
	55	2	11	(1)	(4)	6	(2)	3	70
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	2	-	2
Quote-part du résultat de sociétés satellites	-	-	-	-	1	-	-	-	1
Profit de change	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Charge d'intérêt nette	(33)	-	-	-	4	(4)	-	-	(33)
Résultat avant impôts sur le résultat	22	2	11	(1)	1	2	-	3	40
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(36)	-	3	-	1	1	-	1	(30)
Résultat net	58	2	8	(1)	-	1	-	2	70

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs des participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16, Immobilisations corporelles, et de l'IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels.

Semestre clos le 30 juin 2010	PCGR du Canada¹	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31⁽²⁾	IAS 37	IFRIC 4 / IAS 17	IAS 36	IFRS
Produits des activités ordinaires	1 308	-	-	-	(60)	-	(5)	-	1 243
Combustible et achats d'électricité	551	-	-	-	(5)	(2)	-	(2)	542
	757	-	-	-	(55)	2	(5)	2	701
Exploitation, entretien et administration	332	-	(39)	2	(33)	-	-	-	262
Amortissement	222	(2)	39	-	(25)	(7)	(1)	(4)	222
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	-	-	-	-	-	14
	568	(2)	-	2	(58)	(7)	(1)	(4)	498
	189	2	-	(2)	3	9	(4)	6	203
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	4	-	4
Quote-part de la perte de sociétés satellites	-	-	-	-	(3)	-	-	-	(3)
Profit de change	3	-	-	-	-	-	-	-	3
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Charge d'intérêt nette	(81)	-	-	-	9	(9)	-	-	(81)
Résultat avant impôts sur le résultat	111	2	-	(2)	9	-	-	6	126
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	(19)	-	-	-	6	-	-	2	(11)
Résultat net	130	2	-	(2)	3	-	-	4	137

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16, Immobilisations corporelles, et de l'IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels.

E. Rapprochement du résultat pour l'exercice clos le 31 décembre 2010

TRANSALTA CORPORATION COMPTES CONSOLIDÉS RÉSUMÉS DE RÉSULTAT

(en millions de dollars canadiens)

Exercice clos le 31 décembre 2010	PCGR du Canada ¹	IAS 21	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31 ²	IAS 37	IAS 17	IAS 36	IFRS
Produits des activités ordinaires	2 819	-	-	-	-	(136)	-	(10)	-	2 673
Combustible et achats d'électricité	1 202	-	-	-	-	(11)	(3)	-	(3)	1 185
	1 617	-	-	-	-	(125)	3	(10)	3	1 488
Exploitation, entretien et administration	634	-	-	(67)	2	(59)	-	-	-	510
Amortissement	459	-	1	81	-	(49)	(16)	(3)	(9)	464
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	27	-	-	-	-	-	-	-	-	27
	1 120	-	1	14	2	(108)	(16)	(3)	(9)	1 001
	497	-	(1)	(14)	(2)	(17)	19	(7)	12	487
Produits tirés des contrats de location-financement	-	-	-	-	-	-	-	8	-	8
Quote-part du résultat de sociétés satellites	-	-	-	-	-	7	-	-	-	7
Profit (perte) de change	10	(2)	-	-	-	-	-	-	-	8
Imputation pour dépréciation d'actifs	(89)	-	-	-	-	-	-	-	61	(28)
Charge d'intérêt nette	(178)	-	-	-	-	17	(17)	-	-	(178)
Résultat avant impôts sur le résultat	240	(2)	(1)	(14)	(2)	7	2	1	73	304
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	1	(3)	-	(3)	-	4	1	-	24	24
Résultat net	239	1	(1)	(11)	(2)	3	1	1	49	280

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs des participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16, Immobilisations corporelles, et de l'IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels.

Explications des ajustements des comptes consolidés résumés de résultat pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010 et pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

I. IAS 21, Effets des variations des cours des monnaies étrangères

À la date de transition aux IFRS, le montant cumulé des pertes de change nettes relatives à la conversion des établissements à l'étranger a été ramené à zéro. Par conséquent, le montant reclassé selon les IFRS du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net en 2010 en raison de la liquidation d'une filiale étrangère était différent du montant calculé selon les PCGR précédents suivis par la société.

II. IFRS 3, Regroupements d'entreprises

L'IFRS 3 exige que les ajustements des montants provisoires de la répartition du prix d'acquisition comptabilisés à la date d'acquisition soient reflétés rétrospectivement à cette date, tandis que les PCGR précédents suivis par la société exigeaient une application prospective. Par conséquent, l'amortissement comptabilisé en 2010 selon les PCGR précédents suivis par la société a été comptabilisé selon les IFRS à titre d'ajustement à la date de transition.

III. IAS 16, Immobilisations corporelles

Selon l'IAS 16, les coûts liés aux principales activités d'entretien planifié et d'inspection doivent être incorporés dans le coût de l'actif. Certains de ces montants ont été passés en charges selon les PCGR précédents suivis par la société. L'ajustement représente l'incorporation dans le coût de l'actif des dépenses engagées au cours de la période qui ont été passées en charges selon les PCGR précédents suivis par la société et l'amortissement des dépenses incorporées dans le coût de l'actif à la date de transition aux IFRS.

IV. IAS 19, Avantages du personnel

Par suite de la comptabilisation des pertes actuarielles nettes latentes à la date de transition aux IFRS, les charges des régimes de retraite et des régimes d'avantages postérieurs à l'emploi selon les IFRS diffèrent des mêmes charges selon les PCGR précédents suivis par la société.

V. IAS 31, Participation dans des coentreprises

Selon les PCGR précédents suivis par la société, les coentreprises étaient comptabilisées au moyen de la consolidation proportionnelle. L'IAS 31 autorise l'utilisation de la méthode de la consolidation proportionnelle ou de la méthode de la mise en équivalence pour les coentreprises classées comme des entités contrôlées conjointement. La société a adopté la méthode de la mise en équivalence pour ses participations dans ses entités contrôlées conjointement, soit CE Gen et Wailuku. L'ajustement représente le reclassement de la quote-part de la société des produits et des charges de CE Gen et de Wailuku de leur poste respectif à un poste distinct intitulé «Quote-part de la perte de sociétés satellites».

VI. IAS 37, Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels

Les montants passés en charges au titre de la désactualisation des provisions selon les IFRS diffèrent des montants comptabilisés selon les PCGR précédents suivis par la société, étant donné que les IFRS exigent que les provisions soient réévaluées à la fin de chaque période au moyen d'un taux d'actualisation courant fondé sur le marché. En outre, la charge de désactualisation est comptabilisée à titre de charge financière selon les IFRS et est incluse dans la charge d'intérêt nette, tandis que, selon les PCGR précédents suivis par la société, la charge de désactualisation était comptabilisée dans le poste Combustible et achats d'électricité ou dans le poste Amortissement.

VII. IAS 17, Contrats de location / IFRIC 4, Déterminer si un accord contient un contrat de location

Selon les IFRS, le contrat à long terme lié à la centrale de Fort Saskatchewan de la société est considéré comme un contrat de location-financement. L'ajustement représente la reprise i) des produits comptabilisés selon les PCGR précédents suivis par la société au titre de la livraison de biens et de la prestation de services et ii) de l'amortissement des actifs assujettis au contrat de location-financement, et la comptabilisation des produits tirés des contrats de location-financement.

VIII. IAS 36, Dépréciation d'actifs

Étant donné que des pertes de valeur d'actifs ont été comptabilisées à la date de transition aux IFRS, le montant de 2010 au titre de la dépréciation selon les IFRS était inférieur au montant comptabilisé selon les PCGR précédents suivis par la société. De plus, les frais de transport, qui sont inclus dans le poste Combustible et achats d'électricité, ont été moins élevés en 2010 selon les IFRS en raison de la comptabilisation, à la date de transition, d'un contrat déficitaire associé à l'un des actifs dépréciés.

F. Rapprochement du résultat global total pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2010

TRANSALTA CORPORATION

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

Trimestre clos le 30 juin 2010	PCGR du Canada¹	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31²	IAS 37	IAS 36	IFRS
Résultat net	58	2	8	(1)	-	1	2	70
(Pertes) profits sur la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	42	-	-	-	-	-	(1)	41
Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes	(34)	-	-	-	-	-	-	(34)
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	1	-	-	-	-	-	-	1
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes	(10)	-	-	-	-	-	-	(10)
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes	(45)	-	-	-	-	-	-	(45)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(23)	-	-	-	(23)
Autres éléments du résultat global	(46)	-	-	(23)	-	-	(1)	(70)
Total du résultat global	12	2	8	(24)	-	1	1	-
Total du résultat global attribuable aux :								
Porteurs d'actions ordinaires	5	2	8	(24)	-	1	1	(7)
Participations ne donnant pas le contrôle	7	-	-	-	-	-	-	7
	12	2	8	(24)	-	1	1	-

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16, Immobilisations corporelles, et de l'IAS 37, Provisions, actifs éventuels et passifs éventuels.

TRANSALTA CORPORATION

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

Semestre clos le 30 juin 2010	PCGR du Canada ¹	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31 ²	IAS 37	IAS 36	IFRS
Résultat net	130	2	-	(2)	3	-	4	137
(Pertes) profits sur la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(8)	-	-	-	-	-	-	(8)
Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes	2	-	-	-	-	-	-	2
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	117	-	-	-	-	-	-	117
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes	7	-	-	-	-	-	-	7
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes	(72)	-	-	-	-	-	-	(72)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	(34)	-	-	-	(34)
Autres éléments du résultat global	46	-	-	(34)	-	-	-	12
Total du résultat global	176	2	-	(36)	3	-	4	149
Total du résultat global attribuable aux :								
Porteurs d'actions ordinaires	164	2	(2)	(36)	3	-	4	135
Participations ne donnant pas le contrôle	12	-	2	-	-	-	-	14
	176	2	-	(36)	3	-	4	149

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16, Immobilisations corporelles, et de l'IAS 37, Provisions, actifs éventuels et passifs éventuels.

Explications des ajustements des comptes consolidés résumés de résultat pour le semestre clos le 30 juin 2010 résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

I. IAS 19, *Avantages du personnel*

Selon les IFRS, la société a choisi de comptabiliser les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle ils ont lieu. Selon les PCGR précédents suivis par la société, la méthode du corridor était utilisée, laquelle n'exigeait pas la comptabilisation des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, mais plutôt dans le résultat net au fil du temps, dans la mesure où certaines conditions étaient respectées.

II. IAS 36, *Dépréciation d'actifs*

Les pertes de valeur comptabilisées à la date de transition aux IFRS ont donné lieu à des différences de conversion relatives aux établissements à l'étranger.

G. Rapprochement du résultat global total pour l'exercice clos le 31 décembre 2010

TRANSALTA CORPORATION

ÉTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ DU RÉSULTAT GLOBAL

(en millions de dollars canadiens)

Exercice clos le 31 décembre 2010	PCGR du Canada ¹	IAS 21	IFRS 3	IAS 16	IAS 19	IAS 31 ²	IAS 37	IFRIC 4 / IAS 17	IAS 36	IFRS
Résultat net	239	1	(1)	(11)	(2)	3	1	1	49	280
(Pertes) profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(60)	-	-	-	1	-	-	-	2	(57)
Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes	33	-	-	-	-	-	-	-	-	33
Profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	147	-	-	-	-	-	-	-	-	147
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes	8	-	-	-	-	-	-	-	-	8
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes	(129)	-	-	-	-	-	-	-	-	(129)
Reclassement des profits à la conversion des établissements à l'étranger dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes	(2)	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(3)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(20)	-	-	-	-	(20)
Autres éléments du résultat global	(3)	(1)	-	-	(19)	-	-	-	2	(21)
Total du résultat global	236	-	(1)	(11)	(21)	3	1	1	51	259
Total du résultat global attribuable aux :										
Porteurs d'actions ordinaires	233	-	(1)	(11)	(21)	3	1	-	48	252
Participations ne donnant pas le contrôle	3	-	-	-	-	-	-	1	3	7
	236	-	(1)	(11)	(21)	3	1	1	51	259

1) Selon les PCGR précédents suivis par la société, le résultat net était calculé après déduction ou ajout de la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net. Selon les IFRS, le résultat net présenté dans les comptes consolidés de résultat comprend la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle. Le résultat net total est ensuite attribué aux actionnaires et aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle.

2) Comprend l'incidence des autres ajustements selon les IFRS au titre de l'IAS 16, Immobilisations corporelles, et de l'IAS 37, Provisions, actifs éventuels et passifs éventuels.

Explications des ajustements des états consolidés résumés du résultat global pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, résultant de la conversion des PCGR précédents suivis par la société aux IFRS :

I. IAS 21, Effets des variations des cours des monnaies étrangères

À la date de transition aux IFRS, le montant cumulé des pertes de change nettes relatives à la conversion des établissements à l'étranger a été ramené à zéro. Par conséquent, le montant reclassé selon les IFRS du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net en 2010 en raison de la liquidation d'une filiale étrangère était différent du montant calculé selon les PCGR précédents suivis par la société.

II. IAS 19, Avantages du personnel

Selon les IFRS, la société a choisi de comptabiliser les écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle ils ont lieu. Selon les PCGR précédents suivis par la société, la méthode du corridor était utilisée, laquelle n'exigeait pas la comptabilisation des écarts actuariels dans les autres éléments du résultat global, mais plutôt dans le résultat net au fil du temps, dans la mesure où certaines conditions étaient respectées.

III. IAS 36, Dépréciation d'actifs

Les pertes de valeur comptabilisées à la date de transition aux IFRS ont donné lieu à des différences de conversion relatives aux établissements à l'étranger.

H. Incidence sur les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie

La transition aux IFRS a modifié la présentation de plusieurs éléments dans les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie. La modification la plus importante est l'application de la méthode de la mise en équivalence aux participations de la société dans des entités contrôlées conjointement, en comparaison de la méthode de la consolidation proportionnelle utilisée selon les PCGR précédents suivis par la société. La quote-part de la société de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et les variations des flux de trésorerie des entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ne sont plus présentées dans un poste distinct des activités opérationnelles, d'investissement ou de financement des tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie. Plutôt, les distributions en espèces reçues des entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont présentées comme une activité opérationnelle, et les rendements des capitaux investis et des liquidités additionnelles investies dans les entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence sont présentés comme une activité d'investissement. L'incorporation, dans le coût de l'actif, des coûts associés aux principales activités d'entretien planifié et d'inspection, qui ont été passés en charges auparavant selon les PCGR précédents suivis par la société, entraînera la présentation de ces dépenses au comptant comme une activité d'investissement selon les IFRS. Selon les PCGR précédents suivis par la société, ces dépenses ont eu une incidence sur les flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles.

3. CESSION

Le 20 décembre 2010, TransAlta Cogeneration, L.P. («TA Cogen»), filiale détenue à 50,01 % par TransAlta, a conclu un accord relatif à la vente de sa participation de 50 % dans la centrale de Meridian. Par conséquent, tous les actifs et tous les passifs connexes ont été classés comme détenus en vue de la vente dans le secteur Production. La vente a pris effet le 1^{er} janvier 2011 et a été conclue le 1^{er} avril 2011. La société a réalisé un gain avant impôts et taxes de 3 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011.

4. DÉPENSES SELON LEUR NATURE

Les dépenses sont classées selon leur nature comme suit :

	Trimestre clos le 30 juin 2011		Trimestre clos le 30 juin 2010	
	Combustible et achats d'électricité	Exploitation, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Exploitation, entretien et administration
Combustible	155	-	188	-
Achats d'électricité	21	-	28	-
Salaires et avantages sociaux	1	68	1	72
Amortissement	10	-	8	-
Autres charges opérationnelles	-	66	-	56
Total	187	134	225	128

	Semestre clos le 30 juin 2011		Semestre clos le 30 juin 2010	
	Combustible et achats d'électricité	Exploitation, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Exploitation, entretien et administration
Combustible	307	-	404	-
Achats d'électricité	68	-	119	-
Salaires et avantages sociaux	2	138	2	141
Amortissement	20	-	17	-
Autres charges opérationnelles	-	124	-	121
Total	397	262	542	262

5. CONTRATS DE LOCATION

A. La société à titre de bailleur

I. Contrats de location-financement

Les montants à recevoir en vertu des contrats de location-financement se présentent comme suit :

Aux	30 juin 2011		31 déc. 2010	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location
Un an au plus	10	9	10	9
De deux ans à cinq ans inclusivement	41	25	41	25
Plus de cinq ans	37	13	42	14
	88	47	93	48
Déduire : produits financiers non acquis	41	-	45	-
Total des créances au titre des contrats de location-financement	47	47	48	48

Inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre de :

Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	2
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	44	46
	<u>47</u>	<u>48</u>

Au	1 ^{er} janvier 2010	
	Paiements minimaux au titre de la location	Valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location
Un an au plus	10	9
De deux ans à cinq ans inclusivement	41	25
Plus de cinq ans	52	16
	103	50
Déduire : produits financiers non acquis	53	-
Total des créances au titre des contrats de location-financement	50	50

Inclus dans les états consolidés résumés de la situation financière à titre de :

Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	2
Partie non courante des créances au titre des contrats de location-financement	48
	<u>50</u>

Le taux d'intérêt inhérent au contrat de location est fixé à la date de signature du contrat pour toute la durée du contrat de location et s'élève à environ 17 % par année.

II. Contrats de location simple

Pour les accords considérés comme des contrats de location simple, le total des loyers conditionnels comptabilisé dans les produits des comptes consolidés résumés de résultat pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011 s'est établi respectivement à 46 millions de dollars (64 millions de dollars au 30 juin 2010) et 108 millions de dollars (133 millions de dollars au 30 juin 2010).

B. La société à titre de preneur

I. Contrats de location simple

La société a conclu des contrats de location simple pour le matériel utilisé à des fins opérationnelles et administratives. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011, un montant respectivement de 3 millions de dollars (2 millions de dollars au 30 juin 2010) et 6 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 juin 2010) a été passé en charges dans les comptes consolidés résumés de résultat au titre de ces contrats de location simple. La société n'a reçu ou effectué aucun paiement, ni versé aucun loyer conditionnel au titre de ces contrats de location simple.

Les paiements minimaux futurs au titre des contrats de location simple non résiliables se présentent comme suit :

2011	8
2012	13
2013	12
2014	11
2015	10
2016 et par la suite	52
Total des paiements minimaux au titre de la location	106

6. PARTICIPATIONS

Les participations de la société dans des entités contrôlées conjointement comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence comprennent principalement les participations dans CE Gen.

Les variations des participations se présentent comme suit :

Solde au 31 décembre 2010	190
Quote-part du résultat de sociétés satellites	2
Variation des taux de change	(7)
Solde au 30 juin 2011	185

Solde au 1 ^{er} janvier 2010	202
Quote-part de la perte de sociétés satellites	(3)
Solde au 30 juin 2010	199

Voici un sommaire des résultats opérationnels se rapportant à la quote-part de la société dans des entités contrôlées conjointement :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestre clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Résultats opérationnels				
Produits des activités ordinaires	59	33	87	60
Charges, y compris l'intérêt	(57)	(32)	(85)	(63)
Quote-part du résultat net	2	1	2	(3)

Voici un sommaire de la situation financière se rapportant à la quote-part de la société dans des entités contrôlées conjointement :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janvier 2010
Situation financière			
Actifs courants	40	42	48
Actifs à long terme	414	437	486
Passifs courants	(26)	(28)	(36)
Passifs à long terme	(228)	(246)	(280)
Participations ne donnant pas le contrôle	(15)	(15)	(16)
Quote-part de l'actif net	185	190	202

7. CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

Les composantes de la charge d'intérêt nette sont comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Intérêt sur la dette	55	55	110	108
Produit d'intérêt	-	(14)	-	(14)
Intérêt incorporé dans le coût de l'actif	(12)	(13)	(23)	(22)
Divers	1	-	1	-
Charge d'intérêt	44	28	88	72
Désactualisation des provisions	4	5	9	9
Charge d'intérêt nette	48	33	97	81

La société incorpore l'intérêt dans le coût de l'actif au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance. L'intérêt incorporé dans le coût de l'actif en 2011 a trait principalement à la centrale de Keephills 3. En 2010, l'intérêt incorporé dans le coût de l'actif se rapporte principalement à Keephills 3, Summerview 2, Ardenville et Kent Hills.

8. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
(Recouvrement) charge d'impôt exigible	9	(13)	12	(6)
Ajustements au titre des impôts exigibles de l'exercice précédent	-	(30)	-	(30)
Charge (recouvrement) d'impôt différé lié(e) à la naissance et à la résorption des différences temporelles	(15)	13	74	25
(Recouvrement) charge d'impôts sur le résultat	(6)	(30)	86	(11)

Elles sont présentées dans les comptes consolidés résumés de résultat comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
(Recouvrement) charge d'impôt exigible	9	(43)	12	(36)
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(15)	13	74	25
(Recouvrement) charge d'impôts sur le résultat	(6)	(30)	86	(11)

9. PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Les variations des participations ne donnant pas le contrôle sont fournies ci-après :

Solde au 31 décembre 2010	431
Distributions versées	(65)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net	20
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans les autres éléments du résultat global	(2)
Solde au 30 juin 2011	384
<hr/>	
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	471
Distributions versées	(29)
Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net	14
Solde au 30 juin 2010	456

10. 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 amorti (note 1 E)). 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 2011

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	38	-	38
Créances clients	-	-	403	-	403
Garanties versées	-	-	35	-	35
Actifs de gestion du risque					
Courants	49	252	-	-	301
À long terme	49	67	-	-	116
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	-	-	-	350	350
Garanties reçues	-	-	-	67	67
Dividendes à verser	-	-	-	65	65
Passifs de gestion du risque					
Courants	23	108	-	-	131
À long terme	161	4	-	-	165
Dettes à long terme ¹	-	-	-	4 061	4 061

Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2010

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	35	-	35
Créances clients	-	-	412	-	412
Garanties versées	-	-	27	-	27
Actifs de gestion du risque					
Courants	186	82	-	-	268
À long terme	204	1	-	-	205
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	-	-	-	482	482
Garanties reçues	-	-	-	126	126
Dividendes à verser	-	-	-	130	130
Passifs de gestion du risque					
Courants	5	30	-	-	35
À long terme	123	-	-	-	123
Dettes à long terme ¹	-	-	-	4 060	4 060

1) Comprend la partie courante.

Valeur comptable des instruments financiers au 1^{er} janvier 2010

	Instruments dérivés utilisés à des fins de couverture	Instruments dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
Actifs financiers					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	53	-	53
Créances clients	-	-	405	-	405
Garanties versées	-	-	27	-	27
Actifs de gestion du risque					
Courants	130	16	-	-	146
À long terme	219	3	-	-	222
Créances à long terme	-	-	49	-	49
Passifs financiers					
Dettes fournisseurs et charges à payer	-	-	-	484	484
Garanties reçues	-	-	-	86	86
Dividendes à verser	-	-	-	61	61
Passifs de gestion du risque					
Courants	28	17	-	-	45
À long terme	75	3	-	-	78
Dettes à long terme ¹	-	-	-	4 240	4 240

1) Comprend la partie courante.

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 du marché observables.

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 de niveau I, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

Niveau II

Les justes valeurs sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Les justes valeurs de niveau II sont déterminées par l'utilisation des cours sur des marchés actifs, qui sont dans certains cas ajustés pour tenir compte 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 négociés hors Bourse dont les valeurs sont fondées sur les courbes observables des contrats à terme normalisés 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 des 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 ajustés 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 de tiers comme les écarts de taux de crédit.

Niveau III

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

La société 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, 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 que la société juge 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

Les opérations sur les produits énergétiques comprennent des actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans les secteurs Opérations sur les produits énergétiques et Production dans le cadre des activités de négociation et de certaines activités d'impartition.

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 clos le 30 juin 2011 :

	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 2010	-	319	(20)	(1)	53	-	(1)	372	(20)
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(27)	(17)	4	(9)	10	4	(36)	(7)
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(3)	-	(4)	31	6	(4)	28	6
Contrats réglés	-	(101)	1	1	(49)	2	1	(150)	3
Abandon de la comptabilisation de couverture pour certains contrats	-	(164)	-	-	164	-	-	-	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2011	-	24	(36)	-	190	18	-	214	(18)
Information additionnelle sur le profit au niveau III :									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			(16)			-			(16)
Perte réalisée incluse dans le résultat avant impôts sur le résultat			(1)			(2)			(3)
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus au 30 juin 2011			-			18			18

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 2011 est de +/- 26 millions de dollars (14 millions de dollars au 31 décembre 2010, 24 millions de dollars en janvier 2010). 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 des actifs et des passifs de niveau III détenus au 30 juin 2011 qui a été comptabilisée dans le résultat avant impôts et taxes pour le semestre clos le 30 juin 2011 correspondait à un profit de 15 millions de dollars (néant au 30 juin 2010).

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

		2011	2012	2013	2014	2015	2016 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(7)	64	(12)	(12)	(5)	(4)	24
	Niveau III	(5)	(5)	(4)	(1)	(1)	(20)	(36)
Autres que de couverture	Niveau I	-	(1)	1	-	-	-	-
	Niveau II	73	72	35	12	(1)	(1)	190
	Niveau III	8	9	4	-	(2)	(1)	18
Total par niveau	Niveau I	-	(1)	1	-	-	-	-
	Niveau II	66	136	23	-	(6)	(5)	214
	Niveau III	3	4	-	(1)	(3)	(21)	(18)
Total des actifs (passifs) nets		69	139	24	(1)	(9)	(26)	196

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent les actifs et passifs de gestion du risque qui sont utilisés dans le cadre de la couverture d'opérations sur les produits non énergétiques, comme la dette et l'investissement net dans des filiales étrangères autonomes.

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 clos le 30 juin 2011 :

	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 2010	-	(37)	-	-	1	-	-	(36)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	(34)	-	-	(1)	-	-	(35)	-
Variations des prix du marché pour les nouveaux contrats	-	(4)	-	-	(1)	-	-	(5)	-
Contrats réglés	-	1	-	-	-	-	-	1	-
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2011	-	(74)	-	-	(1)	-	-	(75)	-

Les variations des autres actifs et passifs de gestion du risque concernant les positions de couverture sont reflétées dans le résultat net lorsque la relation de couverture est inefficace. En ce qui a trait aux couvertures qui demeurent efficaces et qui répondent aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture, toute variation de la valeur sera reportée dans le cumul des autres éléments du résultat global jusqu'à ce que l'instrument soit réglé, ou jusqu'à ce que l'élément couvert soit comptabilisé dans le résultat net ou que l'investissement net dans les établissements à l'étranger soit réduit.

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

		2011	2012	2013	2014	2015	2016 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(2)	(20)	(16)	(3)	(46)	13	(74)
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Autres que de couverture	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(1)	-	-	-	-	-	(1)
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Total par niveau	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(3)	(20)	(16)	(3)	(46)	13	(75)
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
Total des actifs (passifs) nets		(3)	(20)	(16)	(3)	(46)	13	(75)

Au 30 juin 2011	Juste valeur¹				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur					
Dette à long terme au 30 juin 2011²	-	4 271	-	4 271	4 061
Dette à long terme au 31 décembre 2010 ²	-	4 279	-	4 279	4 060
Dette à long terme au 1 ^{er} janvier 2010 ²	-	4 303	-	4 303	4 240

1) Exclut les actifs et passifs financiers lorsque la valeur comptable se rapproche de leur juste valeur compte tenu de la nature liquide de l'actif ou du passif (trésorerie et équivalents de trésorerie, créances clients, garanties versées, créances à long terme, dettes fournisseurs et charges à payer, garanties reçues et dividendes à verser).

2) Inclut la partie courante.

C. Profits et pertes initiaux

Les justes valeurs de la majorité des instruments dérivés négociés par la société sont évaluées, directement ou indirectement, au moyen de données qui sont observables pour l'actif ou le passif concerné.

Dans certains cas, une différence peut surgir entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le « prix d'opération ») et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Ce profit latent ou cette perte latente est comptabilisé en résultat net seulement si la juste valeur de l'instrument est corroborée par un cours dans un marché actif, des opérations courantes observables sur le marché qui sont pratiquement les mêmes ou une technique d'évaluation faisant appel à des données du marché observables. Lorsque ces critères ne sont pas respectés, la différence est reportée dans les états consolidés résumés de la situation financière dans les actifs ou passifs de gestion du risque et est comptabilisée en résultat net sur la durée du contrat correspondant. La différence entre le prix d'opération et le montant calculé selon le modèle d'évaluation doit être comptabilisée en résultat net, et le rapprochement des variations au cours de la période se présente comme suit :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janv. 2010
Profit (perte) non amorti(e) au début de l'exercice	1	(1)	2
Nouveaux profits (nouvelles pertes) à l'entrée en vigueur des contrats	4	3	(1)
Amortissement comptabilisé dans le résultat net au cours de l'exercice	(2)	(1)	(2)
Profit (perte) non amorti(e) à la fin de la période	3	1	(1)

11. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	30 juin 2011				31 déc. 2010	1 ^{er} janvier 2010	
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désigné comme couverture	Total	Total	Total
Actifs de gestion du risque							
Opérations sur les produits énergétiques							
Courants	-	47	-	251	298	264	146
À long terme	-	28	-	67	95	186	205
Total des actifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	75	-	318	393	450	351
Autres							
Courants	2	-	-	1	3	4	-
À long terme	-	-	21	-	21	19	17
Total des autres actifs de gestion du risque	2	-	21	1	24	23	17
Passifs de gestion du risque							
Opérations sur les produits énergétiques							
Courants	-	18	-	106	124	30	30
À long terme	-	69	-	4	73	69	50
Total des passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	87	-	110	197	99	80
Autres							
Courants	5	-	-	2	7	5	15
À long terme	-	92	-	-	92	54	28
Total des autres passifs de gestion du risque	5	92	-	2	99	59	43
Actifs nets de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques							
	-	(12)	-	208	196	351	271
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque							
	(3)	(92)	21	(1)	(75)	(36)	(26)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque							
	(3)	(104)	21	207	121	315	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 à l'étranger

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 820 millions de dollars américains (820 millions de dollars américains au 31 décembre 2010, 1 100 millions de dollars américains au 1^{er} janvier 2010) et les emprunts en vertu d'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 2010, 300 millions de dollars américains au 1^{er} janvier 2010) ont été désignés comme faisant partie de la couverture de l'investissement net de TransAlta dans les établissements à l'étranger.

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

Swap de devises

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

Aux	30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
Montant notionnel	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant 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 :

Aux	30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
Montant notionnel	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	
205 \$ AU	(3)	2011	180 \$ AU	(1)	2011	120 \$ AU	(2)	2010	
170 \$ US	-	2011	120 \$ US	1	2011				

ii. Incidence sur les états consolidés résumés du résultat global

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, une perte nette après impôts et taxes de 2 millions de dollars (profit de 7 millions de dollars au 30 juin 2010) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements à l'étranger, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat global. Pour le semestre clos le 30 juin 2011, une perte nette après impôts et taxes de 18 millions de dollars (perte de 6 millions de dollars au 30 juin 2010) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements à l'étranger, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat global.

À l'heure actuelle, aucune couverture de l'investissement net ne comporte de partie inefficace. Les tableaux suivants résument l'incidence avant impôts et taxes des couvertures de l'investissement net sur les états consolidés résumés du résultat global :

Instruments financiers inclus dans des relations de couverture de l'investissement net	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global pour le trimestre clos le 30 juin 2011	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global pour le trimestre clos le 30 juin 2010
Dette à long terme	1	(39)
Swaps de devises	-	3
Change	(8)	(3)

Instruments financiers inclus dans des relations de couverture de l'investissement net	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global pour le semestre clos le 30 juin 2011	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global pour le semestre clos le 30 juin 2010
Dettes à long terme	34	9
Swaps de devises	-	3
Change	(4)	(10)

b. Couvertures de flux de trésorerie

i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments dérivés désignés comme instruments de couverture au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 30 juin 2011 se présentent comme suit :

(en milliers)	30 juin 2011		31 déc. 2010		1 ^{er} janvier 2010	
	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté
Électricité (MWh)	13 511	7	28 814	10	28 989	-
Gaz naturel (GJ)	971	38 921	1 925	32 751	2 163	360
Pétrole (gallons)	-	5 376	-	12 432	-	25 074

Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, des profits latents avant impôts et taxes de 204 millions de dollars ont été sortis du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat, étant donné que certaines relations de couverture de l'électricité étaient jugées inefficaces aux fins comptables. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici la conclusion prévue des opérations couvertes sous-jacentes. Si ces couvertures n'avaient pas été jugées inefficaces aux fins comptables, les produits associés à ces contrats auraient été comptabilisés dans le résultat net de la période au cours de laquelle les contrats sont réglés, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2011 et de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans le résultat au cours de la période, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, nous avons abandonné la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie qui ne répondaient plus aux critères d'application de celles-ci. Les profits de couverture cumulés comptabilisés dans les autres éléments du résultat global continueront d'être différés dans les autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues ont lieu.

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 partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en devises :

Aux				31 juin 2011				31 déc. 2010			
Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance
251	234 \$ US	(16)	2011-2017	217	200 \$ US	(11)	2011-2017				
4 \$ US	4	-	2011	8 \$ US	8	-	2011				
79	56 €	(1)	2012	-	-	-	-				

Aux				1 ^{er} janvier 2010			
Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Passif à la juste valeur	Échéance
				91	78 \$ US	(8)	2010
				14 \$ US	15	-	2010
				4 \$ AU	3 \$ US	-	2010

Contrats de change à terme sur 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 :

Aux			30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance
300 \$ US	(18)	2012	300 \$ US	(7)	2012	-	-	-	-	-	-
300 \$ US	(16)	2013	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 :

Aux			30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance
500 \$ US	(41)	2015	500 \$ US	(27)	2015	500 \$ US	(16)	2015			

iii. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société avait aussi des swaps de taux d'intérêt différés 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 de 2010, et les pertes qui en ont découlé ont été portées dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront amorties par imputation aux résultats sur la durée initiale de dix ans des swaps.

Aux	30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	(Passif) à la juste valeur	Échéance
	-	-	-	-	-	-	300 \$ US	(8)	2020

iv. Incidence sur les états consolidés résumés du résultat global

Les contrats d'achat et de vente à terme sur les produits de base, les contrats de change, les swaps de devises 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 résument l'incidence des couvertures de flux de trésorerie sur les états consolidés résumés du résultat global, les comptes consolidés résumés de résultat et les états consolidés résumés de la situation financière :

Trimestre clos le 30 juin 2011					
Partie efficace			Partie inefficace		
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans le résultat
Produits de base	20	Produits des activités ordinaires	(34)	Produits des activités ordinaires	-
Perte de change sur les couvertures de projets	(2)	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-
Perte de change sur la dette en dollars américains	(1)	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Swap de devises	-	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Taux d'intérêt	-	Charge d'intérêt	1	Charge d'intérêt	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	17	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(33)	Incidence sur le résultat net	-

Trimestre clos le 30 juin 2010

Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace		
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans le résultat	
Produits de base	(41)	Produits des activités ordinaires	(49)	Produits des activités ordinaires	-	
Profit (perte) de change sur les couvertures de projets	8	Immobilisations corporelles	(14)	(Profit) perte de change	-	
Profit (perte) de change sur la dette en dollars américains	24	(Profit) perte de change	(19)	(Profit) perte de change	-	
Swap de devises	(7)	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-	
Taux d'intérêt	18	Charge d'intérêt	-	Charge d'intérêt	1	
Incidence sur les autres éléments du résultat global	2	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(82)	Incidence sur le résultat net	1	

Semestre clos le 30 juin 2011

Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace		
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans le résultat	
Produits de base	(16)	Produits des activités ordinaires	(72)	Produits des activités ordinaires	(204)	
Perte de change sur les couvertures de projets	(5)	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-	
Perte de change sur la dette en dollars américains	(19)	Perte de change (Profit) perte de change	33	(Profit) perte de change	-	
Swap de devises	(14)	change	-	(Profit) perte de change	-	
Taux d'intérêt	-	Charge d'intérêt	1	Charge d'intérêt	-	
Incidence sur les autres éléments du résultat global	(54)	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(38)	Incidence sur le résultat net	(204)	

Semestre clos le 30 juin 2010

Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Partie efficace			Partie inefficace		
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat global	Endroit où (le profit) la perte est reclassé(e) des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans le résultat	
Produits de base	160	Produits des activités ordinaires	(88)	Produits des activités ordinaires	-	
Profit (perte) de change sur les couvertures de projets	1	Immobilisations corporelles	9	(Profit) perte de change	-	
Profit (perte) de change sur la dette en dollars américains	24	(Profit) perte de change	(19)	(Profit) perte de change	-	
Swap de devises	(17)	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-	
Taux d'intérêt	9	Charge d'intérêt	-	Charge d'intérêt	1	
Incidence sur les autres éléments du résultat global	177	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(98)	Incidence sur le résultat	1	

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 17 millions de dollars de profits après impôts et taxes seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat global au résultat net. Ces estimations supposent le maintien des prix du gaz et de l'électricité, des taux d'intérêt et des taux de change au fil du temps; cependant, les montants réels qui seront reclassés dépendront des fluctuations des éléments qui précèdent. En outre, la société a l'intention de régler une partie importante des couvertures de flux de trésorerie par la livraison des produits de base sous-jacents, ce qui entraîne un règlement brut au prix stipulé dans le contrat.

c. Couvertures de la juste valeur

i. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a converti une partie de sa dette à taux d'intérêt fixe, dont le taux varie entre 5,75 % et 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 :

Aux	30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
	Montant notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
				100	2	2011	100	7	2011
100 \$ US	3	2013	100 \$ US	3	2013	50 \$ US	(1)	2013	
200 \$ US	18	2018	200 \$ US	16	2018	100 \$ US	7	2018	

Y compris les swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, un pourcentage de 30 % de la dette de la société est assujéti à des taux d'intérêt variables (25 % au 31 décembre 2010, 31 % au 1^{er} janvier 2010).

ii. Incidence sur les états consolidés résumés du résultat global

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement de la partie inefficace des couvertures de la juste valeur dans les comptes consolidés résumés de résultat :

Dérivés inclus dans des relations de couverture de la juste valeur	Emplacement (de la perte) du profit dans les comptes consolidés de résultat	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
		2011	2010	2011	2010
Contats sur taux d'intérêt	Charge d'intérêt nette	(5)	25	(10)	27
Dette à long terme	Charge d'intérêt nette	5	(25)	10	(27)
Incidence sur le résultat net		-	-	-	-

II. Éléments autres que de couverture

La société conclut diverses opérations sur instruments dérivés qui ne satisfont pas aux conditions de la comptabilité de couverture ou pour lesquelles il a été décidé de ne pas appliquer la comptabilité de couverture. Ainsi, les actifs et passifs connexes sont classés comme détenus à des fins de transaction. Les profits ou pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur de ces instruments dérivés sont présentés dans le résultat au cours de la période où surviennent les variations.

a. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

La société conclut certaines opérations sur produits de base qui sont classées comme détenues à des fins de transaction. Les profits 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. Les instruments dérivés visant des opérations sur les produits énergétiques qui ne sont pas désignés comme des instruments de couverture se présentent comme suit :

(en milliers)	30 juin 2011		31 déc. 2010		1 ^{er} janvier 2010	
	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté
Électricité (MWh)	58 964	48 360	26 553	24 924	14 107	14 844
Gaz naturel (GJ)	911 378	939 221	633 483	640 731	323 793	309 764
Transport (MWh)	-	5 242	-	7 535	-	4 852
Pétrole (gallons)	-	6 552	-	5 040	-	-

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 :

Aux	30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
	Montant notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Montant 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 comptabilisées dans le résultat net.

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

Aux		30 juin 2011		31 déc. 2010			
Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	(Passif) à la juste valeur	Échéance	Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Actif à la juste valeur	Échéance
26	26 \$ AU	-	2011	20	20 \$ AU	1	2011
47	47 \$ US	(1)	2011	165	161 \$ US	(4)	2011

Au		1 ^{er} janvier 2010			
		Montant notionnel vendu	Montant notionnel acheté	Actif à la juste valeur	Échéance
		13 \$ US	14	-	2010
		178	168 \$ US	(1)	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 partie 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 consolidés résumés du résultat global

La société utilise divers instruments dérivés dans ses activités de négociation, notamment certaines activités de couverture de produits de base qui ne répondent pas aux conditions requises pour appliquer la comptabilité de couverture ou lorsque cette méthode de comptabilisation n'est pas choisie ainsi que d'autres activités contractuelles, et les actifs et passifs connexes sont classés à titre d'instruments détenus à des fins de transaction. Les profits ou les pertes réalisés et latents nets découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés sont présentés dans le résultat au cours de la période où surviennent les variations. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, la société a comptabilisé un profit latent net respectivement de 16 millions de dollars (perte de 2 millions de dollars au 30 juin 2010) et 20 millions de dollars (perte de 3 millions de dollars au 30 juin 2010).

Les dérivés de change qui ne sont pas désignés comme couvertures sont également classés comme détenus à des fins de transaction, et le profit net ou la perte nette est comptabilisé dans le profit (la perte) de change dans les comptes consolidés résumés de résultat. Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, un montant de néant (profit de 5 millions de dollars au 30 juin 2010) a été comptabilisé et comprenait des pertes latentes nettes de 1 million de dollars (profit de 4 millions de dollars au 30 juin 2010) et des profits réalisés nets de 1 million de dollars (profit de 1 million de dollars au 30 juin 2010). Pour le semestre clos le 30 juin 2011, une perte de 4 millions de dollars (profit de 13 millions de dollars au 30 juin 2010) a été comptabilisée et comprenait des profits latents nets de 2 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars au 30 juin 2010) et des pertes réalisées nettes de 6 millions de dollars (profit de 9 millions de dollars au 30 juin 2010).

B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

L'analyse qui suit se limite à la nature et à l'étendue des risques découlant des instruments financiers.

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

La société est exposée aux fluctuations de certains prix des produits de base dans le cadre de ses activités de production d'électricité et de négociation pour compte propre, y compris le prix du marché de l'électricité et des combustibles utilisés pour produire de l'électricité. La plupart des contrats de production d'électricité et d'approvisionnement en combustible connexe de la société sont considérés comme des contrats pour la livraison ou la réception d'un élément non financier selon les exigences de la société en matière d'utilisation à ses propres fins et non comme des instruments financiers. Ainsi, l'analyse du risque lié au prix des produits de base est limitée aux activités de négociation pour compte propre de la société et aux instruments dérivés sur les produits de base utilisés dans les relations de couverture associées aux activités de production d'électricité de la société.

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

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

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

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

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

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

Les fluctuations des prix du marché associés aux activités de négociation pour compte propre influent sur le résultat net de la période au cours de laquelle elles se produisent. Au 30 juin 2011, la VaR liée aux activités de négociation sur les produits énergétiques pour compte propre de la société était de 8 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2010, 3 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010).

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

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

TransAlta a conclu divers contrats financiers avec d'autres parties en vertu desquels les autres parties ont convenu de payer à TransAlta un prix fixe pour l'électricité d'après les prix mensuels moyens du Power Pool de l'Alberta. Même si les contrats ne créent aucune obligation de livraison d'électricité aux autres parties, la société estime qu'elle dispose d'une production d'électricité suffisante pour remplir ces contrats et, lorsque c'était possible, a désigné ces contrats comme couvertures de flux de trésorerie aux fins comptables.

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

Au 30 juin 2011, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de la production s'établissait à 10 millions de dollars (52 millions de dollars au 31 décembre 2010, 45 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010).

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 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 liées à ces opérations ayant une incidence sur le résultat net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 30 juin 2011, la VaR liée à ces opérations s'établissait à 15 millions de dollars (6 millions de dollars au 31 décembre 2010, néant au 1^{er} janvier 2010).

b. Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt survient lorsque la juste valeur ou les flux de trésorerie futurs d'un instrument financier peuvent fluctuer en raison des variations des taux d'intérêt du marché. Les variations de taux d'intérêt peuvent avoir une incidence sur les coûts d'emprunt et les paiements de capacité tirés de CAÉ. Les variations du coût du capital peuvent également avoir une incidence sur la faisabilité des nouveaux projets d'expansion.

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des variations des taux d'intérêt du marché se répercutant sur la dette à taux variable, sur les actifs portant intérêt et sur les instruments dérivés sur taux d'intérêt détenus à des fins de transaction et de couverture de la société en cours à la date de l'état de la situation financière, 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 clos les 30 juin			
	2011		2010	
	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹	Augmentation du résultat net ¹	Perte au titre des autres éléments du résultat global ¹
Variation de 50 points de base	2	-	3	-

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

c. Risque de change

La société court des risques à l'égard de diverses devises, comme l'euro et les dollars américain et australien, par suite des placements et activités dans des territoires étrangers, du résultat net de ces activités et de l'acquisition de matériel et de services auprès de fournisseurs étrangers.

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 fonctionnelle.

L'incidence possible sur le résultat net et les autres éléments du résultat global des fluctuations des taux de change associés aux instruments financiers en cours à la date de l'état de la situation financière 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 0,06 \$ de ces devises par rapport au dollar canadien est une variation potentielle raisonnable pour le prochain trimestre.

Monnaie	Semestres clos les 30 juin			
	2011		2010	
	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}	Diminution du résultat net ¹	Profit au titre des autres éléments du résultat global ^{1,2}
Dollar américain	(2)	11	(5)	1
Dollar australien	(1)	-	(1)	-
Euro	-	2	-	-
Total	(3)	13	(6)	1

1) Ces calculs supposent une augmentation de la valeur de ces monnaies 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

Le risque de crédit est le risque que les clients ou les contreparties occasionnent une perte financière à la société en ne s'acquittant pas de leurs obligations, ainsi que le risque lié aux variations de la solvabilité des entités lorsque celles-ci exposent TransAlta à un risque commercial. La société gère activement son risque de crédit en évaluant la capacité des contreparties à respecter leurs engagements en vertu des contrats visés avant de les conclure. La société examine minutieusement la solvabilité de toutes les contreparties et, le cas échéant, obtient des garanties des sociétés, des garanties en espèces ou des lettres de crédit pour assurer le recouvrement ultime de ces créances. Dans le cas des montages et des opérations liés aux produits de base, la société fixe des limites de crédit strictes pour chaque contrepartie et surveille les expositions quotidiennement. TransAlta utilise des conventions standardisées qui permettent de compenser les risques et qui comprennent fréquemment des provisions pour marges. Si les limites de crédit sont dépassées, TransAlta exigera une garantie de la contrepartie ou suspendra ses activités de négociation avec cette dernière. TransAlta est exposée à un risque de crédit minimal pour ce qui est du CAÉ de l'Alberta, car les créances sont en grande partie garanties par des lettres de crédit.

Au 30 juin 2011, TransAlta n'avait aucun contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients impayées à la fin de l'exercice.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 juin 2011, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables actuelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les états consolidés résumés de la situation financière. 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 activités et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances sur le marché de la Californie (note 26) et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 37 millions de dollars au 30 juin 2011 (43 millions de dollars au 31 décembre 2010, 63 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010).

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 limites de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, des actifs financiers au 30 juin 2011 :

(en pourcentage)	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	93	7	100
Actifs de gestion du risque	99	1	100

La société utilise une provision pour créances douteuses pour la comptabilisation des créances irrécouvrables potentielles associées à ses créances clients. Un rapprochement du compte pour la période est présenté ci-après :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janvier 2010
Provision au début de la période	46	49	57
Variation des taux de change	(1)	(3)	(8)
Provision à la fin de la période	45	46	49

Au 30 juin 2010, la société n'avait aucune créance client d'un montant important en souffrance, à l'exception de ce qui est décrit à la note 26.

III. Risque de liquidité

Le risque de liquidité est lié à la capacité de la société d'avoir accès au capital requis pour ses activités de négociation pour compte propre, ses opérations de couverture du prix des produits de base, ses projets en immobilisations, le refinancement de sa dette et les activités générales du siège social. Des notations de première qualité soutiennent ces activités et facilitent l'accès aux marchés financiers au moyen des cycles de produits de base et de crédit. TransAlta tient à maintenir une situation financière solide ainsi que des notations de crédit de première qualité stables.

Des contreparties concluent certains contrats de vente et d'achat de gaz naturel et d'électricité à des fins de ventes adossées à des créances et d'activités de négociation pour compte propre. Les modalités de ces contrats peuvent exiger que les contreparties fournissent des garanties lorsque la juste valeur de l'obligation en vertu de ces contrats dépasse les limites de crédit consenties. Une baisse de la note par certaines agences peut entraîner une diminution des limites de crédit consenties et augmenter ainsi le montant de la garantie que nous pourrions être appelés à fournir.

TransAlta gère le risque de liquidité en surveillant la liquidité des positions de négociation, en préparant des programmes de financement à long terme et en les passant en revue pour qu'ils tiennent compte des modifications apportées aux plans d'affaires et de la disponibilité de capitaux sur le marché, en fournissant régulièrement des rapports au comité de gestion des risques, à la haute direction et au conseil d'administration sur l'exposition de nos activités de négociation pour compte propre au risque de liquidité, et en maintenant des notes de crédit de première qualité.

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

	2011	2012	2013	2014	2015	2016 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	350	-	-	-	-	-	350
Garanties reçues	67	-	-	-	-	-	67
Dette ¹	5	301	592	209	1 288	1 667	4 062
(Actifs) passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques ²	(69)	(139)	(24)	1	9	26	(196)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque ²	3	20	16	3	46	(13)	75
Intérêt sur la dette à long terme	104	197	184	158	131	933	1 707
Dividendes à payer	65	-	-	-	-	-	65
Total	525	379	768	371	1 474	2 613	6 130

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2012 et 2015.

2) Actifs et passifs nets de gestion du risque.

C. Garantie

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2011, la société a donné 35 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2010, 27 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010) au comptant en garantie à des chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour des 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 2011, la société avait reçu 67 millions de dollars (126 millions de dollars au 31 décembre 2010, 86 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010) en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités des contrats, la société peut être tenue de verser des intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque les contreparties s'acquittent de leurs 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 défavorable important lié au crédit survient. 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 2011, la société avait fourni une garantie de 37 millions de dollars (17 millions de dollars au 31 décembre 2010, 37 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si cette révision a lieu, la société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 59 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 30 juin 2011.

12. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires, qui comprennent du charbon, des crédits d'émission et du 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 les produits énergétiques, qui comprennent aussi le gaz naturel, sont évalués à la juste valeur moins les coûts de la vente.

Le classement est présenté dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1^{er} janvier 2010
Charbon	108	47	86
Gaz naturel	4	5	4
Crédits d'émission achetés	-	1	-
Total	112	53	90

La variation des stocks est présentée ci-après :

Solde au 31 décembre 2010	53
Achats nets	59
Solde au 30 juin 2011	112

Solde au 1 ^{er} janvier 2010	90
Achats nets	13
Solde au 30 juin 2010	103

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2011, 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 résultat net.

13. CRÉANCES À LONG TERME

En 2008, la société a fait l'objet d'une nouvelle cotisation par les autorités fiscales du Canada relativement à la vente du secteur Transport qu'elle exploitait précédemment, en vertu de laquelle elle a dû verser 49 millions de dollars en impôts et intérêts. La société a contesté cette nouvelle cotisation. Au cours de 2010, la Cour canadienne de l'impôt a rendu une décision autorisant le recouvrement par la société d'un montant de 38 millions de dollars payé précédemment au titre des impôts et intérêts. En 2010, TransAlta a interjeté appel auprès de la Cour fédérale pour obtenir les 11 millions de dollars qui restent.

14. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Le rapprochement des variations de la valeur comptable des immobilisations corporelles est présenté ci-après :

	Terrains	Production thermique	Production gazière	Production d'énergie renouvelable	Biens et matériel miniers	Actifs en construction	Pièces de rechange amortissables et autres	Total
Coût								
Au 31 décembre 2010	71	4 601	1 793	2 427	920	982	246	11 040
Acquisitions	-	(3)	-	-	5	172	17	191
Variation des taux de change	-	(35)	5	-	(3)	(1)	(1)	(35)
Sorties	-	-	-	(1)	(1)	-	-	(2)
Mise hors service d'actifs	-	(28)	(1)	-	(1)	-	(4)	(34)
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 14)	-	-	-	(9)	-	-	-	(9)
Révision des coûts de mise hors service d'actifs	-	18	2	3	-	-	-	23
Transferts	-	23	4	71	7	(108)	8	5
Au 30 juin 2011	71	4 576	1 803	2 491	927	1 045	266	11 179
Amortissement cumulé								
Au 31 décembre 2010	-	2 212	733	368	376	-	57	3 746
Variation des taux de change	-	(13)	2	-	(2)	-	-	(13)
Amortissement	-	118	49	41	19	-	5	232
Sorties	-	-	-	(1)	(1)	-	-	(2)
Mise hors service d'actifs	-	(27)	-	-	-	-	-	(27)
Au 30 juin 2011	-	2 290	784	408	392	-	62	3 936
Valeur comptable								
Au 31 décembre 2010	71	2 389	1 060	2 059	544	982	189	7 294
Au 30 juin 2011	71	2 286	1 019	2 083	535	1 045	204	7 243

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011, la société a incorporé des intérêts respectivement de 12 millions de dollars et 23 millions de dollars, à un taux moyen pondéré de 5,44 % et 5,28 %, dans le coût des immobilisations corporelles.

Imputation pour dépréciation d'actifs

Au cours du deuxième trimestre de 2011, la société a procédé à une évaluation visant à établir l'existence d'une dépréciation en se fondant sur des estimations de la juste valeur découlant des prévisions à long terme et de prix observés sur les marchés. Ainsi, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 9 millions de dollars à l'égard d'un actif au sein des centrales d'énergies renouvelables, faisant partie de l'acquisition de Canadian Hydro, afin de ramener la valeur de l'actif en cause à sa juste valeur. Les résultats sont inclus dans le secteur Production.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, la société a ramené la valeur de certaines pièces de rechange à leur valeur recouvrable estimative, ce qui a entraîné une augmentation de 4 millions de dollars avant impôts et taxes de la dotation aux amortissements dans le secteur Production.

15. GOODWILL

Le goodwill découlant d'un regroupement d'entreprises a été affecté aux unités génératrices de trésorerie qui devraient bénéficier des synergies de l'acquisition, comme suit :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janvier 2010
Opérations sur les produits énergétiques	30	30	30
Énergie renouvelable	417	417	417
Total du goodwill	447	447	447

16. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janvier 2010
Frais de permis différés	23	23	22
Frais de mise en valeur de projets	28	49	45
Frais de service différés	13	12	19
Dépôt au titre du transport vers Keephills 3	8	8	8
Divers	5	10	9
Total des autres actifs	77	102	103

17. PROVISIONS POUR DÉMANTÈLEMENT ET AUTRES PROVISIONS

La variation des soldes des provisions pour démantèlement et autres provisions est présentée ci-après :

	Démantèlement et remise en état	Autres	Total
Solde au 31 décembre 2010	285	25	310
Passifs contractés au cours de la période	18	42	60
Passifs réglés au cours de la période	(16)	(5)	(21)
Désactualisation des provisions	9	-	9
Révisions des flux de trésorerie estimés	2	3	5
Révisions des taux d'actualisation	3	-	3
Variation des taux de change	(2)	-	(2)
	299	65	364
Moins la partie courante	(39)	(34)	(73)
Solde au 30 juin 2011	260	31	291

	Démantèlement et remise en état	Autres	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	311	37	348
Passifs contractés au cours de la période	-	1	1
Passifs réglés au cours de la période	(15)	(15)	(30)
Désactualisation	8	1	9
Révisions des flux de trésorerie estimés	(20)	-	(20)
Révisions des taux d'actualisation	19	-	19
Variation des taux de change	1	-	1
	304	24	328
Moins la partie courante	(37)	(12)	(49)
Solde au 30 juin 2010	267	12	279

18. DETTE À LONG TERME

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2011			31 déc. 2010			1 ^{er} janvier 2010		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	937	937	1,5 %	645	645	1,4 %	1 061	1 061	1,0 %
Débitures, échéant de 2011 à 2030	828	851	6,6 %	1 058	1 076	6,7 %	1 058	1 076	6,7 %
Billets de premier rang ³	1 874	1 844	6,0 %	1 931	1 902	6,0 %	1 686	1 684	5,9 %
Dettes sans recours	374	382	5,9 %	374	383	5,9 %	376	386	5,9 %
Divers	48	48	6,6 %	52	52	6,7 %	59	59	6,7 %
	4 061	4 062		4 060	4 058		4 240	4 266	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(10)	(10)		(235)	(233)		(7)	(7)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	-	-		(2)	(2)		(2)	(2)	
Total de la dette à long terme	4 051	4 052		3 823	3 823		4 231	4 257	

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) Valeur nominale : 1 900 millions de dollars américains au 30 juin 2011, 1 900 millions de dollars américains au 31 décembre 2010 et 1 600 millions de dollars américains au 1^{er} janvier 2010.

19. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS À LONG TERME

Les composantes des crédits différés et autres passifs à long terme sont les suivantes :

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	1 ^{er} janvier 2010
Produits du charbon différés	63	61	51
Contrat d'achat d'électricité à long terme	27	28	32
Valeur actuelle des obligations au titre des régimes à prestations définies	186	161	138
Primes à long terme	10	8	-
Divers	18	11	15
Total des crédits différés et autres passifs à long terme	304	269	236

20. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émissions et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 30 juin 2011, la société avait 222,0 millions d'actions ordinaires émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, 0,8 million (0,2 million au 30 juin 2010) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 17 millions de dollars (3 millions de dollars au 30 juin 2010). Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, 1,7 million (0,4 million au 30 juin 2010) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 35 millions de dollars (4 millions de dollars au 30 juin 2010).

B. Options sur actions

Au 30 juin 2011, la société avait attribué 1,8 million d'options sur actions en cours à des employés (2,2 millions au 31 décembre 2010, 1,5 million au 1^{er} janvier 2010). Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, 0,4 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées au 30 juin 2010). Au cours du semestre clos le 30 juin 2011, 0,4 million d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (un nombre nominal d'options sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées au 30 juin 2010).

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, la charge de rémunération fondée sur les actions liée aux options sur actions comptabilisées dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été respectivement de néant (néant au 30 juin 2010) et 1 million de dollars (1 million de dollars au 30 juin 2010).

C. Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions («RRDAA»)

Aux termes du RRDAA, les participants admissibles 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 termes du RRDAA, le conseil d'administration a approuvé l'émission de nouvelles actions à un escompte de 3 % du cours moyen pondéré des actions négociées à la Bourse de Toronto au cours des cinq derniers jours précédant la date de paiement des dividendes. En vertu du RRDAA, la société se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre en tout temps. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, la société a émis 0,8 million (0,2 million au 30 juin 2010) d'actions ordinaires pour un montant de 17 millions de dollars (3 millions de dollars au 30 juin 2010). Pour le semestre clos le 30 juin 2011, la société a émis 1,6 million (0,2 million au 30 juin 2010) d'actions ordinaires pour un montant de 34 millions de dollars (3 millions de dollars au 30 juin 2010).

D. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes sur actions ordinaires déclarés en 2010 et 2011 :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Dividendes à verser au 30 juin 2011	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du RRDAA
28 avril 2011	1 ^{er} juillet 2011	0,29	65	65	-	-
Total		0,29	65	65		

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Dividendes à verser au 31 déc. 2010	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du RRDAA
29 janv. 2010	1 ^{er} avr. 2010	0,29	-	63	60	3
1 ^{er} avr. 2010	1 ^{er} juill. 2010	0,29	-	64	49	15
22 juill. 2010	1 ^{er} oct. 2010	0,29	-	63	44	19
28 oct. 2010	1 ^{er} janv. 2011	0,29	64	64	47	17
7 déc. 2010	1 ^{er} avr. 2011	0,29	65	65	48	17
Total		1,45	129	319		

Aucune autre opération relative aux actions ordinaires n'a été effectuée entre la date de présentation de l'information financière et la date d'achèvement des états financiers consolidés résumés.

21. ACTIONS PRIVILÉGIÉES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang, et le conseil d'administration est autorisé à déterminer les droits, les privilèges, les restrictions et les conditions se rattachant à ces actions, sous réserve de certaines limites. Au 30 juin 2011, la société avait 12,0 millions (12,0 millions au 31 décembre 2010, néant au 1^{er} janvier 2010) d'actions privilégiées émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes sur actions privilégiées déclarés en 2010 et 2011 :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Dividendes à verser au 30 juin 2011	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces
28 avril 2011	30 juin 2011	0,2875	-	3	3

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Dividendes à verser au 31 déc. 2010	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces
13 déc. 2010	31 mars 2011	0,3497	1	4	4

22. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

Ajustement au titre de la conversion des monnaies étrangères	
Solde au 31 décembre 2010	(27)
Pertes sur la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	(44)
Profits sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	26
Solde au 30 juin 2011	(45)
Couvertures de flux de trésorerie	
Solde au 31 décembre 2010	232
Pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	(48)
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ³	(154)
Solde au 30 juin 2011	30
Avantages du personnel	
Solde au 31 décembre 2010	(20)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(21)
Solde au 30 juin 2011	(41)
Total du cumul des autres éléments du résultat global	(56)

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 4 pour le trimestre clos le 30 juin 2011.

2) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 4 pour le semestre clos le 30 juin 2011.

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 88 pour le semestre clos le 30 juin 2011.

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 6 pour le semestre clos le 30 juin 2011.

23. CAPITAL

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

Aux	30 juin 2011	31 déc. 2010	Augmentation/ diminution
Partie courante de la dette à long terme	10	237	(227)
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(38)	(35)	(3)
	(28)	202	(230)
Dette à long terme	4 051	3 823	228
Capitaux propres			
Participations ne donnant pas le contrôle	384	431	(47)
Actions privilégiées	293	293	-
Actions ordinaires	2 239	2 204	35
Capital apporté	8	7	1
Résultats non distribués	582	431	151
Cumul des autres éléments du résultat global	(56)	185	(241)
	7 501	7 374	127
Total du capital	7 473	7 576	(103)

La stratégie globale de gestion du capital de TransAlta est demeurée inchangée par rapport à celle du 31 décembre 2010.

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 cherche à gérer le capital de la société conformément aux cibles suivantes :

	30 juin 2011	31 déc. 2010	Cible
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie (multiple) ¹	4,6	4,6	Minimum de 4
Ratio des flux de trésorerie/dette (%) ¹	20,2	19,6	Minimum de 20
Ratio de la dette/capital investi (%)	53,8	53,1	Maximum de 60

1) Douze derniers mois.

TransAlta surveille régulièrement les prévisions en matière de résultat net et de dépenses d'investissement ainsi que le calendrier des remboursements de la dette dans le but d'atteindre les ratios cibles susmentionnés et de respecter les exigences en matière de dividendes et de dépenses d'investissement.

La politique officielle de TransAlta en matière de dividendes n'a pas changé depuis le 31 décembre 2010.

24. ÉVENTUALITÉS

TransAlta est à l'occasion partie à diverses réclamations et poursuites dans le cours normal des 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 pour la société des réclamations non enregistrées, 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.

25. ENGAGEMENTS

Le 28 mars 2011, TransAlta a annoncé qu'elle avait l'intention de bâtir et d'exploiter le projet éolien de New Richmond de 66 MW au Québec. Le projet de New Richmond fait l'objet d'un contrat d'approvisionnement en électricité de 20 ans conclu avec Hydro-Québec Distribution. Le total du coût en capital du projet est estimé à environ 205 millions de dollars, le démarrage des activités commerciales étant prévu au cours du quatrième trimestre de 2012.

26. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

En réponse aux plaintes déposées par San Diego Gas & Electric Company, le procureur général de la Californie et d'autres organismes gouvernementaux, la Federal Energy Regulatory Commission («FERC») a exigé que TransAlta rembourse environ 46 millions de dollars américains pour les ventes qu'elle a effectuées sur les marchés organisés du California Power Exchange, du California Independent System Operator et du California Department of Water Resources au cours de la période 2000-2001. De plus, les parties de la Californie ont présenté une requête pour obtenir des remboursements additionnels qui a été rejetée jusqu'à présent par la FERC. TransAlta ne croit pas que les parties de la Californie réussiront à obtenir des remboursements additionnels et veut obtenir des compensations de coûts pour les remboursements accordés par la FERC. TransAlta a établi une provision de 46 millions de dollars américains afin de couvrir les remboursements éventuels et continue de demander d'être dispensée de cette obligation. Une décision finale n'est pas attendue à court terme.

27. 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'intermédiaire de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent dans les états consolidés résumés de la situation financière. 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 2011 totalisaient 347 millions de dollars (297 millions de dollars au 31 décembre 2010, 334 millions de dollars au 1^{er} janvier 2010), et aucun montant (néant au 31 décembre 2010, néant au 1^{er} janvier 2010) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements. TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,0 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2010, 2,1 milliards de dollars au 1^{er} janvier 2010), dont un montant non prélevé de 0,8 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2010, 0,7 milliard de dollars au 1^{er} janvier 2010) était disponible au 30 juin 2011, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles.

Outre le montant de 0,8 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, TransAlta dispose également de 38 millions de dollars de liquidités.

28. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Chaque secteur d'activité est responsable de ses résultats opérationnels.

Trimestre clos le 30 juin 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	478	37	-	515
Combustible et achats d'électricité (note 4)	187	-	-	187
	291	37	-	328
Exploitation, entretien et administration (note 4)	109	10	15	134
Amortissement	113	1	6	120
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
	231	9	21	261
	60	28	(21)	67
Produits tirés des contrats de location-financement (note 5)	2	-	-	2
Quote-part du résultat de sociétés satellites (note 6)	2	-	-	2
Profit à la vente d'actifs (note 3)	3	-	-	3
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 14)	(9)	-	-	(9)
Autres produits				1
(Perte) profit de change (note 11)				(2)
Charge d'intérêt nette (notes 7 et 11)				(48)
Résultat avant impôts sur le résultat				16

Trimestre clos le 30 juin 2010	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	547	-	-	547
Combustible et achats d'électricité (note 4)	225	-	-	225
	322	-	-	322
Exploitation, entretien et administration (note 4)	107	2	19	128
Amortissement	111	1	4	116
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	8	-	-	8
Répartition des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
	228	1	23	252
	94	(1)	(23)	70
Produits tirés des contrats de location-financement (note 5)	2	-	-	2
Quote-part du résultat de sociétés satellites (note 6)	1	-	-	1
Profit de change (note 11)				-
Charge d'intérêt nette (notes 7 et 11)				(33)
Résultat avant impôts sur le résultat				40

Semestre clos le 30 juin 2011	Opérations sur les produits énergétiques			Total
	Production	Siège social		
Produits des activités ordinaires	1 281	52	-	1 333
Combustible et achats d'électricité (note 4)	397	-	-	397
	884	52	-	936
Exploitation, entretien et administration (note 4)	209	15	38	262
Amortissement	222	1	11	234
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
	449	12	49	510
	435	40	(49)	426
Produits tirés des contrats de location-financement (note 5)	4	-	-	4
Quote-part du résultat de sociétés satellites (note 6)	2	-	-	2
Profit à la vente d'actifs (note 3)	3	-	-	3
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 14)	(9)	-	-	(9)
Autres produits				1
(Perte) profit de change (note 11)				(1)
Charge d'intérêt nette (notes 7 et 11)				(97)
Résultat avant impôts sur le résultat				329

Semestre clos le 30 juin 2010	Opérations sur les produits énergétiques			Total
	Production	Siège social		
Produits des activités ordinaires	1 229	14	-	1 243
Combustible et achats d'électricité (note 4)	542	-	-	542
	687	14	-	701
Exploitation, entretien et administration (note 4)	219	5	38	262
Amortissement	212	1	9	222
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14
Répartition des coûts intersectoriels	3	(3)	-	-
	448	3	47	498
	239	11	(47)	203
Produits tirés des contrats de location-financement (note 5)	4	-	-	4
Quote-part du résultat de sociétés satellites (note 6)	(3)	-	-	(3)
Profit de change (note 11)				3
Charge d'intérêt nette (notes 7 et 11)				(81)
Résultat avant impôts sur le résultat				126

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2011, le secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprend un montant respectivement de 6 millions de dollars (5 millions de dollars au 30 juin 2010) et 12 millions de dollars (5 millions de dollars au 30 juin 2010) d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles.

B. Principales informations des états consolidés résumés de la situation financière

Au 30 juin 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Goodwill (note 15)	417	30	-	447
Total des actifs sectoriels	8 695	280	514	9 489

Au 31 décembre 2010	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Goodwill (note 15)	417	30	-	447
Total des actifs sectoriels	9 175	132	328	9 635

Au 1^{er} janvier 2010	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Goodwill (note 15)	417	30	-	447
Total des actifs sectoriels	8 862	148	443	9 453

C. Principales informations des tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie

Trimestre clos le 30 juin 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :				
Immobilisations corporelles	102	-	2	104
Immobilisations incorporelles	2	-	4	6

Trimestre clos le 30 juin 2010	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :				
Immobilisations corporelles	298	-	3	301
Immobilisations incorporelles	2	2	2	6

Semestre clos le 30 juin 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :				
Immobilisations corporelles	189	-	2	191
Immobilisations incorporelles	1	-	10	11

Semestre clos le 30 juin 2010	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Acquisitions d'actifs non courants :				
Immobilisations corporelles	415	-	7	422
Immobilisations incorporelles	3	2	5	10

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

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Dotation aux amortissements pour les secteurs à présenter	120	116	234	222
Amortissement inclus dans le combustible, les achats d'électricité et les charges opérationnelles (note 4)	10	8	20	17
Profit à la sortie d'immobilisations corporelles	-	-	3	1
Dotation aux amortissements selon les tableaux des flux de trésorerie	130	124	257	240

29. VARIATION DES SOLDES SANS EFFET DE TRÉSORERIE DU FONDS DE ROULEMENT LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2011	2010	2011	2010
Provenance (utilisation) :				
Créances clients	(106)	(41)	3	59
Charges payées d'avance	6	2	(7)	(6)
Impôts sur le résultat	12	(61)	18	(59)
Stocks	(25)	(21)	(58)	(9)
Dettes fournisseurs et charges à payer	23	45	(131)	(64)
Provisions pour démantèlement et autres provisions	12	-	18	(17)
Impôts sur le résultat à payer	(4)	-	(4)	(3)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(82)	(76)	(161)	(99)

30. AVANTAGES DU PERSONNEL

Les coûts comptabilisés pendant la période sont comme suit :

Trimestre clos le 30 juin 2011	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Coût des services rendus	1	1	-	2
Charge d'intérêt	4	1	1	6
Rendement attendu des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Charge au titre des prestations définies	-	2	1	3
Charge au titre des cotisations définies	4	-	-	4
Charge nette	4	2	1	7

Trimestre clos le 30 juin 2010	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Coût des services rendus	-	1	1	2
Charge d'intérêt	5	-	-	5
Rendement attendu des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Charge au titre des prestations définies	-	1	1	2
Charge au titre des cotisations définies	5	-	-	5
Charge nette	5	1	1	7

Semestre clos le 30 juin 2011	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Coût des services rendus	1	1	1	3
Charge d'intérêt	9	2	1	12
Rendement attendu des actifs des régimes	(10)	-	-	(10)
Charge au titre des prestations définies	-	3	2	5
Charge au titre des cotisations définies	11	-	-	11
Charge nette	11	3	2	16

Semestre clos le 30 juin 2010	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Coût des services rendus	1	1	1	3
Charge d'intérêt	10	1	1	12
Rendement attendu des actifs des régimes	(10)	-	-	(10)
Charge au titre des prestations définies	1	2	2	5
Charge au titre des cotisations définies	11	-	-	11
Charge nette	12	2	2	16

Les montants comptabilisés dans les autres éléments du résultat global au cours de la période et les soldes des gains actuariels nets (pertes actuarielles nettes) se présentent comme suit :

	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Solde au 31 décembre 2010	(23)	(8)	3	(28)
Pertes actuarielles	(21)	(6)	-	(27)
Solde au 30 juin 2011	(44)	(14)	3	(55)

	Régime agréé	Régime complémentaire	Autre	Total
Solde au 1 ^{er} janvier 2010	-	-	-	-
Pertes actuarielles	(38)	(5)	(2)	(45)
Solde au 30 juin 2010	(38)	(5)	(2)	(45)

31. FILIALES ET COENTREPRISES

Le tableau ci-dessous donne des précisions sur les principales filiales opérationnelles de la société :

Filiale	Pays	Propriété (pour cent)	Activité principale
TransAlta Generation Partnership	Canada	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Cogeneration, L.P.	Canada	50,01	Production et vente d'électricité
TransAlta Centralia Generation LLC	É.-U.	100	Production et vente d'électricité
TransAlta Energy Marketing Corp.	Canada	100	Opérations sur les produits énergétiques
TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.	É.-U.	100	Opérations sur les produits énergétiques
TransAlta Energy (Australia) Pty Ltd.	Australie	100	Production et vente d'électricité
Canadian Hydro Developers, Inc.	Canada	100	Production et vente d'électricité

Les coentreprises au 30 juin 2011 comprenaient ce qui suit :

Actifs contrôlés conjointement	Propriété (pour cent)	Description
Sheerness	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 50 %, exploitée par Canadian Utilities Limited.
Fort Saskatchewan	60	Centrale de cogénération en Alberta, dont TA Cogen détient une participation de 60 %, exploitée par TransAlta.
McBride Lake	50	Installations de production d'énergie éolienne en Alberta, exploitées par TransAlta.
Goldfields Power	50	Centrale alimentée au gaz en Australie, exploitée par TransAlta.
Genesee 3	50	Centrale alimentée au charbon en Alberta, exploitée par Capital Power Corporation.
Keephills 3	50	Centrale alimentée au charbon en construction en Alberta. La centrale est mise en valeur conjointement avec Capital Power Corporation et sera exploitée par TransAlta.
Taylor Hydro	50	Centrale hydroélectrique en Alberta, exploitée par TransAlta.
Soderglen	50	Installations de production d'énergie éolienne en Alberta, exploitées par TransAlta.
Pingston	50	Centrale hydroélectrique en Colombie-Britannique, exploitée par TransAlta.
Projet Pioneer	25	Installation de captage et de stockage du carbone, exploitée par TransAlta.

Entités contrôlées conjointement	Propriété (pour cent)	Description
CE Generation LLC	50	Centrales géothermiques et alimentées au gaz aux États-Unis, exploitées par des sociétés affiliées de CE Gen.
Wailuku	50	Installation de production au fil de l'eau à Hawaii, exploitée par MidAmerican Energy Holdings Company.

32. CENTRALE ALIMENTÉE AU CHARBON DE CENTRALIA

Le 29 avril 2011, le Gouverneur de l'État de Washington a promulgué le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Bill* (le «projet de loi»). Le projet de loi représente un accord de collaboration intervenu entre le bureau du Gouverneur, les législateurs de l'État et les groupes environnementaux locaux pour établir un plan de transition de l'énergie produite à partir de la centrale alimentée au charbon de Centralia d'ici 2025. Le protocole d'entente, qui fait partie du projet de loi, doit être signé par le Gouverneur au plus tard le 1^{er} janvier 2012. Nous continuerons à collaborer avec le gouvernement de l'État et d'autres parties concernées pour achever et mettre en œuvre avec succès le plan de transition.

Le projet de loi et le protocole d'entente correspondant incluent les éléments clés suivants :

- La fermeture d'une unité d'ici la fin de 2020 et de l'autre unité d'ici la fin de 2025, moment auquel le site sera remis en état selon une norme d'utilisation de terrain à vocation industrielle.
- Nous installerons une technologie de réduction des émissions axée sur une réduction non catalytique sélective avant le 1^{er} janvier 2013, et l'État de Washington et la communauté environnementale recommanderont à l'agence de protection environnementale («EPA») que TransAlta soit exemptée de l'installation d'une technologie de réduction catalytique sélective plus coûteuse. Si l'EPA impose l'installation d'une technologie de réduction catalytique sélective à Centralia, nous serons dégagés de nos obligations en vertu du projet de loi.
- Nous nous engageons à avancer 55 millions de dollars sur la durée de vie de la centrale afin de soutenir l'expansion économique, de promouvoir l'efficacité énergétique et de développer les technologies énergétiques propices à l'amélioration de l'environnement.
- La centrale alimentée au charbon de Centralia est exemptée des règlements sur les gaz à effet de serre («GES») imposés par l'État de Washington.

- Nous ne sommes plus limités par les modalités des contrats d'électricité de moins de cinq ans, et les services publics de l'État de Washington qui concluent des contrats avec Centralia sont autorisés à réaliser un rendement sur les contrats.
- L'État de Washington favorisera une obtention rapide de permis pour une centrale alimentée au gaz naturel de remplacement, qui serait également exemptée de se conformer aux règlements sur les GES de l'État de Washington.

33. ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Président et chef de la direction

Le 27 juillet 2011, nous avons annoncé que Steve Snyder, président et chef de la direction de TransAlta, prendra sa retraite le 1^{er} janvier 2012. Dawn Farrell, chef de l'exploitation de TransAlta, succédera à M. Snyder à titre de président et chef de la direction à compter du 2 janvier 2012.

Vente de la centrale de Grande Prairie

Le 27 juillet 2011, nous avons signé une entente visant la vente de notre participation dans la centrale alimentée à la biomasse située à Grande Prairie. La clôture de l'opération devrait avoir lieu au troisième trimestre.