



RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités de TransAlta Corporation pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011, ainsi qu'avec les états financiers consolidés audités et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2011. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés résumés ont été préparés selon les Normes internationales d'information financière («IFRS»). Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 30 juillet 2012. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse www.sedar.com.

RÉSULTATS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Les résultats des activités opérationnelles sont présentés sous 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	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%) ¹	81,6	76,9	86,7	83,7
Production (GWh) ¹	8 274	8 878	17 715	18 982
Produits des activités ordinaires	407	515	1 063	1 333
Marge brute ²	256	328	725	936
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ²	(394)	58	(222)	417
Produits opérationnels aux fins de comparaison ³	54	141	175	301
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(797)	12	(708)	216
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(3,51)	0,05	(3,13)	0,97
Résultat par action aux fins de comparaison ³	(0,10)	0,29	0,10	0,63
BAIIA aux fins de comparaison ³	193	262	445	535
Fonds provenant des activités opérationnelles ³	150	226	339	452
Fonds provenant des activités opérationnelles par action ³	0,66	1,02	1,50	2,04
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	78	123	261	291
Flux de trésorerie disponibles (insuffisants) ³	(34)	81	(24)	181
Dividendes versés par action ordinaire	0,29	0,29	0,58	0,58
Aux			30 juin 2012	31 déc. 2011
Total de l'actif			9 083	9 736
Total des passifs non courants			5 042	4 918

DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a augmenté au cours du trimestre clos le 30 juin 2012 par rapport à la période correspondante de 2011, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, et de la diminution des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des contrats d'achat d'électricité («CAÉ») en Alberta, le tout en partie contrebalancé par une augmentation des interruptions planifiées en 2012 à ces dernières centrales, surtout aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills. Aucune interruption semblable n'avait été planifiée aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta pendant la période correspondante de 2011.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, la disponibilité s'est accrue par rapport à la période correspondante de 2011, surtout du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia, en partie contrebalancée par la hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee.

La production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué respectivement de 604 gigawattheures («GWh») et de 1 267 GWh en regard des périodes correspondantes de 2011 en raison de la hausse de la répartition économique à la centrale

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

2) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

3) Ces éléments 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, les rapprochements avec les mesures calculées selon les IFRS.

thermique de Centralia, de l'augmentation des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de la baisse de la demande des clients des CAÉ, le tout annulé partiellement par la diminution des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia et le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills.

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, 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 disponibilité, compte tenu de l'ajustement lié à la hausse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, s'est élevée respectivement à 87,2 % (89,2 % pour le trimestre clos le 30 juin 2011) et à 89,5 % (91,4 % pour le semestre clos le 30 juin 2011) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012.

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 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin	Semestres clos les 30 juin
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2011	12	216
Diminution des marges brutes du secteur Production	(6)	(33)
Variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché et annulation de désignations du secteur Production	(18)	(132)
Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	(48)	(46)
Augmentation de la dotation aux amortissements	(19)	(34)
Diminution du profit à la vente d'installations	(3)	-
Augmentation de l'imputation pour dépréciation d'actifs	(356)	(356)
Augmentation de la perte de valeur des stocks	(8)	(42)
Augmentation de la charge d'intérêt nette	(16)	(27)
Diminution de la quote-part du résultat de coentreprises	(7)	(7)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	(247)	(247)
(Augmentation) diminution de la charge d'impôts sur le résultat	(82)	8
Augmentation des dividendes sur actions privilégiées	(3)	(6)
Divers	4	(2)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 2012	(797)	(708)

Les marges brutes comparables du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, pour le trimestre clos le 30 juin 2012 ont diminué de 6 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2011, surtout sous l'effet de la hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, du recul des volumes d'énergie éolienne, et des prix défavorables, en partie contrebalancés par le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'augmentation des volumes des centrales hydroélectriques.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, les marges brutes comparables du secteur Production, compte non tenu de l'incidence des variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché, ont diminué de 33 millions de dollars en regard de la période correspondante de 2011, surtout sous l'effet de la hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta, des prix défavorables dans l'ensemble des centrales, et d'une augmentation des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee, en partie contrebalancés par le démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et l'accroissement des volumes d'énergie éolienne et des volumes des centrales hydroélectriques.

Les variations attribuables à l'évaluation à la valeur du marché ont diminué pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison de la comptabilisation en 2011 de profits liés à l'évaluation à la valeur du marché découlant de certaines relations de couverture de l'électricité jugées inefficaces, lesquelles ont réduit les profits tirés des contrats réglés qui ont été comptabilisés au deuxième trimestre de 2012.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué comparativement aux périodes correspondantes de 2011, surtout en raison des conditions météorologiques inattendues, de la situation de l'approvisionnement en gaz qui a eu une incidence sur les prix et des interruptions aux centrales électriques.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la dotation aux amortissements a augmenté en regard de 2011, en raison surtout d'une augmentation des actifs attribuable en grande partie au démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills et à la mise hors service d'immobilisations.

Le profit tiré de la vente d'installations au cours de la période précédente a découlé de la vente de notre participation dans la centrale de Meridian.

L'imputation pour dépréciation d'actifs pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a augmenté en raison d'une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes à l'égard de la centrale thermique de Centralia et d'actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables ayant été comptabilisée afin de ramener la valeur des actifs en cause à leur juste valeur. Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les flux de trésorerie prévus générés par ces centrales s'améliorent. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, ni le montant ou le moment de cette reprise.

La perte de valeur des stocks comptabilisée au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 découle de la réduction de valeur des stocks de charbon du fait de l'annulation de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia et de la faiblesse persistante des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. Selon les IFRS, si certains critères ne sont pas respectés à l'égard des relations de couverture, la comptabilité de couverture n'est plus autorisée. Dans ce cas, la désignation de ces couvertures est annulée.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la charge d'intérêt nette a grimpé comparativement à celle des périodes correspondantes de 2011, en raison de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif et de la hausse des taux d'intérêt, en partie contrebalancées par la réduction de la dette.

La quote-part du résultat de coentreprises pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué du fait des conditions de marché défavorables pour CE Generation, LLC («CE Gen»).

Les coûts portés à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 ont augmenté par suite de la publication et de la comptabilisation des résultats de l'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012.

La charge d'impôts sur le résultat pour le trimestre clos le 30 juin 2012 a augmenté en regard de la période correspondante de 2011 en raison de la sortie du bilan des actifs d'impôt liés à nos activités aux États-Unis d'un montant de 169 millions de dollars. Ces activités ont subi l'incidence de l'évaluation de la centrale thermique de Centralia, et ont été en partie contrebalancées par un recouvrement d'impôts sur le résultat découlant de la baisse du résultat net qui est attribuable notamment à l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

La charge d'impôts sur le résultat pour le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué en regard de la période correspondante de 2011 en raison d'un recouvrement d'impôts sur le résultat découlant de la baisse du résultat net qui est attribuable notamment à

l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance et de la résolution avantageuse de certaines questions fiscales qui étaient en suspens, le tout en partie contrebalancé par la sortie du bilan des actifs d'impôt liés à nos activités aux États-Unis, lesquelles ont subi l'incidence de l'évaluation de la centrale thermique de Centralia.

Les dividendes sur actions privilégiées pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 ont progressé par rapport aux périodes correspondantes de 2011, le nombre d'actions privilégiées en circulation ayant été plus élevé au cours de 2012.

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 2012 ont diminué respectivement de 76 millions de dollars et de 113 millions de dollars en regard de ceux des périodes correspondantes de 2011, surtout en raison de la baisse du résultat net aux fins de comparaison compte non tenu de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sur le fonds de roulement.

Compte non tenu de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance sur le fonds de roulement, les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 ont reculé respectivement de 115 millions de dollars et de 205 millions de dollars par rapport à ceux des périodes correspondantes de 2011, du fait d'une diminution des fonds provenant des activités opérationnelles et d'une hausse des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité. Une partie importante des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses liées à la productivité engagées en 2012 est liée à l'entretien plus complet effectué principalement aux unités 1 et 2 de la centrale de Keephills, notamment au remplacement de composantes importantes qui ne devraient plus être remplacées au cours de la durée de vie de la centrale.

ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS

Trimestre clos le 30 juin 2012

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010 respectivement, les activités ont été interrompues aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, nous avons publié un avis de cessation des activités aux fins de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en état, sur le plan économique, aux termes du CAÉ. En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, nous avons continué de comptabiliser les paiements liés à la capacité, nets d'une provision, et d'amortir l'actif.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que nous devons remettre la centrale en service. Nous avons comptabilisé des pénalités, déduction faite de paiements de capacité, de la dépréciation des unités et des intérêts. L'incidence du résultat avant impôts et taxes comptabilisée au cours du deuxième trimestre de 2012 s'est élevée à 247 millions de dollars. Le groupe a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer le cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires résumés au 30 juin 2012 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date pour des renseignements additionnels sur les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

Nous commencerons immédiatement à remettre en service les unités de façon sécuritaire. Le coût de réparation des unités est estimé à environ 190 millions de dollars. Cet investissement devrait commencer à générer des flux de trésorerie à l'automne 2013.

Imputation pour dépréciation d'actifs

Centrale thermique de Centralia

En 2011, le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Bill* (le « projet de loi ») a été promulgué dans l'État de Washington. Le projet de loi et un protocole d'entente signé le 23 décembre 2011, qui fait partie du projet de loi, établissent un cadre en vue de la transition de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia d'ici 2025. Le projet de loi et le protocole d'entente comprennent des éléments clés concernant notamment le calendrier de l'interruption des activités aux unités et la levée des restrictions prévues dans les modalités des contrats d'électricité que nous pouvons conclure.

À la fin de 2011, une équipe commerciale spécialisée a été mise sur pied pour conclure des contrats à long terme pour la centrale. Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé qu'un contrat d'électricité à long terme avait été conclu dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement démantelée en 2025. Par conséquent, nous avons été en mesure d'achever une évaluation visant à déterminer si la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia était recouvrable selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente. La juste valeur a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale et déterminés par les prix figurant dans le contrat et observés sur le marché. Cela a donné lieu à une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars qui a été incluse dans le secteur Production.

En plus de l'imputation pour dépréciation, nous avons sorti du bilan des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars, puisqu'il n'est plus probable que nos activités aux États-Unis génèrent un revenu imposable suffisant pour nous permettre d'utiliser l'avantage associé aux actifs d'impôt différé.

Le résultat aux fins de comparaison a été ajusté pour tenir compte de l'incidence cumulative de 516 millions de dollars liée à la dépréciation de la centrale et à la sortie du bilan des actifs d'impôt différé. Voir la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion.

Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours du trimestre, une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 43 millions de dollars a été comptabilisée pour tenir compte de l'arbitrage relatif à la centrale de Sundance et de son incidence. Se reporter à la rubrique « Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance » ci-dessus pour plus de détails.

Divers

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation d'actifs avant impôts et taxes de 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les pertes de valeur sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes à l'égard d'une baisse des prix du marché. Ces dépréciations ont été incluses dans le secteur Production.

Reprises

Les imputations pour dépréciation peuvent être reprises au cours de périodes futures si les flux de trésorerie prévus générés par les centrales touchées s'améliorent. La diminution des actifs d'impôt différé peut être reprise si le revenu imposable estimé qui devrait être généré par nos établissements aux États-Unis, y compris la centrale thermique de Centralia, s'améliore. Rien ne garantit qu'il y aura reprise, ni le montant ou le moment de cette reprise.

Dépréciation des stocks de la centrale alimentée au charbon de Centralia

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, nous avons comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes respectivement de 8 millions de dollars et de 42 millions de dollars liée aux stocks de charbon de la centrale de Centralia. La dépréciation découlait de l'annulation antérieure de la désignation des couvertures à la centrale thermique de Centralia et de la faiblesse continue des prix dans la région du nord-ouest du Pacifique. Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, nous avons comptabilisé des profits avant impôts et taxes respectivement de néant et de 85 millions de dollars liés à des couvertures dont la désignation a été annulée et qui étaient inefficaces à la centrale thermique de Centralia, qui avaient servi auparavant à calculer la valeur recouvrable nette des stocks de charbon à cette centrale. En raison de cette annulation, nous n'avons pu inclure ces contrats dans la valeur recouvrable nette du charbon et, étant donné la faiblesse persistante des prix, nous avons comptabilisé une autre imputation pour dépréciation des stocks de charbon.

Au cours du premier trimestre, un ajustement aux résultats aux fins de comparaison a été comptabilisé au titre des stocks qui étaient détenus au moment où les couvertures ont été annulées. L'incidence de la dépréciation doit être comptabilisée à mesure que les stocks sont consommés. De l'incidence associée à la dépréciation des stocks de 8 millions de dollars et de 42 millions de dollars, une imputation pour dépréciation de 9 millions de dollars comptabilisée au cours du trimestre écoulé est liée à de nouvelles livraisons de stocks de charbon et est considérée comme fondamentalement comparable. Par conséquent, un recouvrement avant impôts et taxes de 1 million de dollars et une perte avant impôts et taxes de 33 millions de dollars, respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, ont été ajustés au moment de calculer les résultats à des fins de comparaison. Voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

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

Au cours du deuxième trimestre, l'accroissement de la capacité nominale des unités 1 et 2 de la centrale de Keephills a été terminé. Le coût total des projets est estimé à 51 millions de dollars et nous prévoyons atteindre un accroissement de la capacité nominale de 40 mégawatts («MW») dans cette centrale.

Projet Pioneer

Le 26 avril 2012, les partenaires sectoriels du projet Pioneer ont annoncé qu'ils ne réaliseraient pas le projet conjoint de captage et de stockage du carbone («CSC»). Le projet Pioneer était une initiative commune de TransAlta, de Capital Power, d'Enbridge Inc. et des gouvernements fédéral et provinciaux visant à démontrer la viabilité commerciale de la technologie CSC.

La première étape du projet consistait à démontrer la faisabilité technique et économique du projet CSC au moyen d'une étude d'ingénierie et de conception de base avant d'engager des dépenses d'investissement importantes. Après la conclusion de l'étude, les partenaires ont établi que, bien que la technologie fonctionne et que les dépenses d'investissement soient conformes aux attentes, les produits tirés des ventes de crédits de carbone et le prix lié aux réductions des émissions étaient insuffisants pour poursuivre le projet à l'heure actuelle. L'annulation du projet ne devrait pas avoir d'incidence importante sur les résultats de 2012.

Semestre clos le 30 juin 2012

MF Global Inc.

Au cours du premier trimestre, nous avons déposé une demande auprès de l'administrateur du Royaume-Uni liée à notre garantie sur les contrats à terme standardisés qui auraient été comptabilisés au Royaume-Uni. Aucuns fonds additionnels n'ont été retournés au cours du semestre clos le 30 juin 2012 et notre provision de 18 millions de dollars américains liée à la garantie de 36 millions de dollars américains demeure inchangée. Voir la rubrique «Événements importants» de notre rapport annuel de 2011 pour plus de renseignements sur MF Global Inc.

ÉVÉNEMENTS ULTÉRIEURS

Centrale thermique de Centralia

Le 25 juillet 2012, nous avons annoncé la conclusion d'un contrat en vertu duquel la centrale thermique de Centralia fournira de l'électricité à Puget Sound Energy («PSE») pendant 11 ans. Le contrat commence en 2014 et se poursuit jusqu'en 2025, moment où la centrale devra cesser ses activités. En vertu du contrat, PSE a pris l'engagement ferme d'acheter 180 MW de charge de base d'électricité à compter de décembre 2014. En décembre 2015, la charge de base augmentera, pour passer à 280 MW et, à partir de décembre 2016 jusqu'à décembre 2024, à 380 MW. Au cours de la dernière année, le volume sous contrat sera de 300 MW. Le contrat est assujéti à l'approbation de la Washington Utilities and Transportation Commission.

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 où nous sommes chefs de file et exploitons des centrales sont l'ouest du Canada, l'ouest des États-Unis 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 de gestion annuel de 2011.

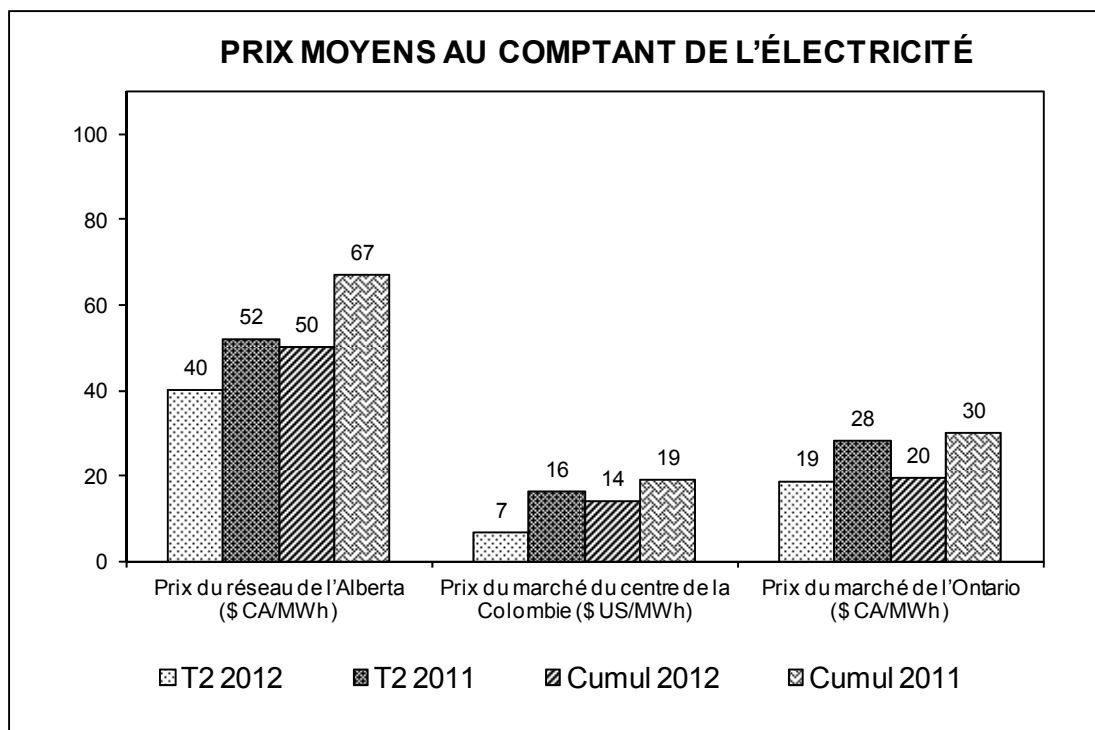
Flux de trésorerie contractuels

Pendant le deuxième trimestre de 2012, 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 2012 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. Pour plus de renseignements sur les contrats touchant la région du nord-ouest du Pacifique, voir la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion.

Prix de l'électricité

Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités, et de notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix moyens au comptant de l'électricité pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentés dans le graphique suivant.

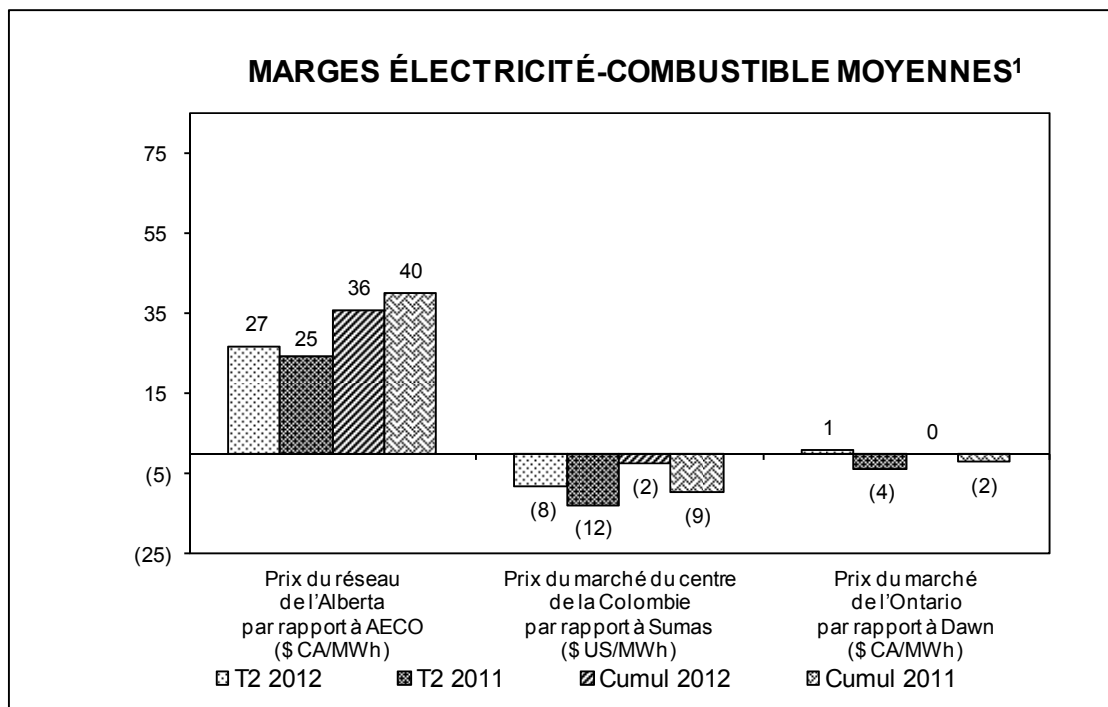


Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les prix moyens au comptant ont baissé en Alberta par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison du recul des prix du gaz naturel et de la baisse de la demande attribuable aux conditions météorologiques. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les prix moyens au comptant ont baissé par suite du fléchissement des prix du gaz naturel.

Marges électricité-combustible

Voir la rubrique «Contexte d'affaires» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour une analyse complète des marges électricité-combustible et de leur incidence sur nos activités.

Les marges électricité-combustible moyennes pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011 sur nos trois principaux marchés sont présentées dans le graphique suivant.



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

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté sur l'ensemble de nos principaux marchés par suite du fléchissement des prix du gaz naturel.

Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, les marges électricité-combustible moyennes ont diminué en Alberta en raison de la baisse des prix de l'électricité. Dans la région du nord-ouest du Pacifique et en Ontario, les marges électricité-combustible moyennes ont augmenté par suite du fléchissement des prix du gaz naturel.

PRODUCTION : TransAlta détient et exploite des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens, des centrales alimentées au gaz naturel et au charbon, 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 de gestion annuel de 2011.

Activités de production : Au 30 juin 2012, nos actifs de production affichaient une capacité de production brute¹ de 8 213 MW en activité (participation nette de 7 870 MW) et une capacité de production nette de 83 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 du secteur Production sont comme suit :

Trimestres clos les 30 juin	2012				2011	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	418	83	501	27,93	543	31,23
Combustible et achats d'électricité	151	-	151	8,42	187	10,75
Marge brute	267	83	350	19,51	356	20,48
Activités opérationnelles, entretien et administration	105	(1)	104	5,80	104	5,98
Amortissement	134	-	134	7,47	109	6,27
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	(365)	-	-	-	-
Perte de valeur des stocks	8	1	9	0,50	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	7	0,39	7	0,40
Répartition des coûts intersectoriels	4	-	4	0,22	2	0,12
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	(356)	448	92	5,13	134	7,71
Capacité installée (GWh)	17 937		17 937		17 389	
Production (GWh)	7 852		7 852		8 368	
Disponibilité (%)	81,1		81,1		75,4	

Semestres clos les 30 juin	2012				2011	
	Total	Ajustements aux fins de comparaison	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé	Total aux fins de comparaison ²	Par MWh installé
Produits des activités ordinaires	1 057	(2)	1 055	29,48	1 147	33,20
Combustible et achats d'électricité	338	-	338	9,44	397	11,49
Marge brute	719	(2)	717	20,04	750	21,71
Activités opérationnelles, entretien et administration	203	(1)	202	5,64	204	5,91
Amortissement	258	-	258	7,21	218	6,31
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	(365)	-	-	-	-
Perte de valeur des stocks	42	(33)	9	0,25	-	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	14	0,39	14	0,41
Répartition des coûts intersectoriels	7	-	7	0,20	4	0,12
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	(170)	397	227	6,35	310	8,96
Capacité installée (GWh)	35 788		35 788		34 546	
Production (GWh)	16 765		16 765		17 927	
Disponibilité (%)	86,3		86,3		82,8	

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

2) Les produits des activités ordinaires, la marge brute et les produits opérationnels aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux IFRS » du présent rapport de gestion pour une analyse des ajustements aux fins de comparaison.

Activités de 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 comparaison d'après les régions géographiques et les types de combustible se présentent comme suit.

Trimestre clos le 30 juin 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	4 732	7 032	224	94	130	31,85	13,37	18,48
Gaz	546	778	21	4	17	26,99	5,14	21,85
Énergies renouvelables	935	2 921	47	3	44	16,09	1,03	15,06
Total – Ouest du Canada	6 213	10 731	292	101	191	27,21	9,41	17,80
Gaz	958	1 638	86	37	49	52,50	22,59	29,91
Énergies renouvelables	335	1 442	32	2	30	22,19	1,39	20,80
Total – Est du Canada	1 293	3 080	118	39	79	38,31	12,66	25,65
Charbon	-	2 929	63	5	58	21,51	1,71	19,80
Gaz	346	1 197	28	6	22	23,39	5,01	18,38
Total – International	346	4 126	91	11	80	22,06	2,67	19,39
	7 852	17 937	501	151	350	27,93	8,42	19,51

Trimestre clos le 30 juin 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
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

Semestre clos le 30 juin 2012	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
Charbon	9 995	13 976	446	187	259	31,91	13,38	18,53
Gaz	1 250	1 556	52	10	42	33,42	6,43	26,99
Énergies renouvelables	1 686	5 842	95	6	89	16,26	1,03	15,23
Total – Ouest du Canada	12 931	21 374	593	203	390	27,74	9,50	18,25
Gaz	1 961	3 276	185	80	105	56,47	24,42	32,05
Énergies renouvelables	795	2 886	77	4	73	26,68	1,39	25,29
Total – Est du Canada	2 756	6 162	262	84	178	42,52	13,63	28,89
Charbon	404	5 858	145	37	108	24,75	6,32	18,43
Gaz	674	2 394	55	14	41	22,97	5,85	17,12
Total – International	1 078	8 252	200	51	149	24,24	6,18	18,06
	16 765	35 788	1 055	338	717	29,48	9,44	20,04

1) Les produits des activités ordinaires et la marge brute aux fins de comparaison ne sont pas définis selon les IFRS. Se reporter à la rubrique «Mesures non conformes aux IFRS» du présent rapport de gestion pour une analyse des ajustements aux fins de comparaison.

Semestre clos le 30 juin 2011	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits aux fins de comparaison	Combustible et achats d'électricité	Marge brute aux fins de comparaison	Produits aux fins de comparaison par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute aux fins de comparaison par MWh installé
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

Ouest du Canada

Nos actifs situés dans l'ouest du Canada comprennent des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'ouest du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin (GWh)	Semestres clos les 30 juin (GWh)
Production de 2011	6 813	13 812
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(564)	(799)
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(413)	(780)
Réductions liées au marché	(140)	(162)
Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	(31)	(116)
Diminution de la production aux centrales alimentées au gaz naturel	(79)	(87)
Démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills	434	883
Diminution des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	106	62
(Diminution) augmentation des volumes d'énergie éolienne	(31)	48
Hausse des volumes d'hydroélectricité	82	43
Divers	36	27
Production de 2012	6 213	12 931

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 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin	Semestres clos les 30 juin
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	188	410
Hausse des interruptions planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	(14)	(32)
Prix du charbon défavorables	(3)	(6)
Hausse des interruptions non planifiées à l'unité 3 de la centrale de Genesee	(1)	(6)
Prix favorables (défavorables)	3	(3)
Hausse des interruptions non planifiées aux centrales alimentées au charbon visées par des CAÉ en Alberta	4	(2)
Démarrage des activités commerciales à l'unité 3 de la centrale de Keephills	12	31
Hausse des marges des centrales hydroélectriques	8	2
(Diminution) augmentation des volumes d'énergie éolienne	(1)	2
Divers	(5)	(6)
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	191	390

Est du Canada

Nos actifs situés dans l'est du Canada comprennent des centrales alimentées au gaz naturel, des centrales hydroélectriques et des parcs éoliens. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 pour de plus amples renseignements sur nos activités dans l'est du Canada.

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin (GWh)	Semestres clos les 30 juin (GWh)
Production de 2011	1 202	2 618
Conditions favorables du marché pour les centrales alimentées au gaz naturel	138	135
(Diminution) augmentation des volumes d'énergie éolienne	(44)	14
Divers	(3)	(11)
Production de 2012	1 293	2 756

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 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin	Semestres clos les 30 juin
Marge brute de 2011	79	168
Coûts favorables des intrants au titre du gaz naturel faisant l'objet de contrats	4	9
Diminution des volumes d'énergie éolienne	(4)	-
Divers	-	1
Marge brute de 2012	79	178

International

Nos actifs du secteur International comprennent les actifs des centrales alimentées au charbon et au gaz naturel et des centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis ainsi que les actifs alimentés au gaz naturel et au diesel en Australie. Se reporter à la rubrique «Analyse des résultats sectoriels» du rapport de gestion annuel de 2011 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 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin (GWh)	Semestres clos les 30 juin (GWh)
Production de 2011	353	1 497
Hausse de la répartition économique à la centrale thermique de Centralia	(1 272)	(2 011)
Baisse des interruptions planifiées et non planifiées à la centrale thermique de Centralia	1 272	1 602
Divers	(7)	(10)
Production de 2012	346	1 078

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 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin	Semestres clos les 30 juin
Marge brute aux fins de comparaison de 2011	89	172
Prix défavorables, y compris les prix d'achat de l'électricité	(11)	(31)
Taux de change favorable	-	1
Divers	2	7
Marge brute aux fins de comparaison de 2012	80	149

Les interruptions à la centrale thermique de Centralia n'ont pas eu d'incidence négative sur nos marges brutes pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, 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 disponibilité, compte tenu de l'ajustement lié à la hausse de l'acheminement économique à la centrale thermique de Centralia, s'est élevée respectivement à 87,2 % (89,2 % pour le trimestre clos le 30 juin 2011) et à 89,5 % (91,4 % pour le semestre clos le 30 juin 2011) pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2011.

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 2012 sont présentés ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin	Semestres clos les 30 juin
Dotation aux amortissements de 2011	113	222
Augmentation des actifs	11	21
Démantèlement d'immobilisations	10	13
Taux de change défavorable	1	2
Divers	(1)	-
Dotation aux amortissements de 2012	134	258

Contrat de location-financement

Fort Saskatchewan est une centrale alimentée au gaz naturel ayant une capacité de production brute de 118 MW, dans laquelle TransAlta Cogeneration, L.P. détient une participation de 60 % (participation véritable nette de 35 MW). Les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans la centrale de Fort Saskatchewan, que nous continuons d'exploiter, sont résumées ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%)	69,5	94,4	86,0	99,9
Production (GWh)	82	114	219	233

La disponibilité a diminué au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011, en raison de l'augmentation des interruptions planifiées et des baisses saisonnières de la capacité nominale imputables à la température hivernale plus douce que prévu.

La production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué respectivement de 32 GWh et de 14 GWh comparativement aux périodes correspondantes en 2011, en raison de l'augmentation des interruptions planifiées, en partie contrebalancée par l'accroissement de la demande des clients.

Les produits financiers tirés des contrats de location-financement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 sont demeurés stables en regard de ceux des périodes correspondantes de 2011, soit respectivement à 2 millions de dollars et à 4 millions de dollars.

Se reporter à la *note 6* de nos états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 pour des renseignements additionnels sur notre contrat de location-financement.

Placements

Notre participation dans les coentreprises CE Gen et Wailuku River Hydroelectric, L.P., qui comprend les centrales géothermiques, les centrales alimentées au gaz naturel et les centrales hydroélectriques à divers emplacements aux États-Unis, dont la capacité de production brute atteint 839 MW (participation véritable nette de 390 MW), est comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le tableau qui suit résume les principales données sur les activités opérationnelles, ajustées pour tenir compte de notre participation dans ces placements :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Disponibilité (%)	93,2	100,0	93,1	95,3
Production (GWh)				
Gaz	44	80	135	205
Énergies renouvelables	296	316	596	617
Total de la production	340	396	731	822

La disponibilité pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué par rapport aux périodes correspondantes en 2011 en raison de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

La production pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué par rapport aux périodes correspondantes en 2011 en raison des conditions de marché défavorables et de la hausse des interruptions planifiées et non planifiées.

La quote-part du résultat de coentreprises pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 a diminué du fait des conditions de marché défavorables.

Depuis 2001, une partie importante des centrales de CE Gen est exploitée en vertu de contrats à un prix fixe d'énergie modifié. Avec prise d'effet le 1^{er} mai 2012, les modalités des contrats sont remplacées par une clause d'ajustement de prix selon laquelle le prix de l'électricité payé par l'acheteur d'électricité correspond au coût évité à court terme («CECC»). Le CECC est lié au prix du gaz naturel. Rien ne permet de garantir que les prix fondés sur le coût évité de l'énergie après le 1^{er} mai 2012 donneront lieu à des produits équivalant à ceux qui sont réalisés selon la structure de prix de l'énergie fixe.

Se reporter à la *note 7* de nos états financiers consolidés audités dans notre rapport annuel de 2011 et à la *note 8* de nos états financiers consolidés intermédiaires résumés au 30 juin 2012 et pour le trimestre et le semestre clos à cette date pour des informations financières additionnelles sur nos placements comptabilisés au moyen de la mise en équivalence.

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. Se reporter à l'analyse de la valeur à risque et des positions de négociation à la rubrique «Gestion du risque» de notre rapport de gestion annuel de 2011 pour plus de détails sur la valeur à risque.*

Le secteur Opérations sur les produits énergétiques utilise des contrats dont la durée varie pour l'achat et la vente à terme d'électricité et l'achat et la vente de gaz naturel et de capacité de transport. Si les activités sont menées pour le compte du secteur Production, les résultats de ces activités sont compris dans ce secteur.

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 de gestion annuel de 2011.

Les résultats du secteur Opérations sur les produits énergétiques, y compris ceux des activités de négociation présentées à leur montant net, sont comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires	(11)	37	6	52
Combustible et achats d'électricité	-	-	-	-
Marge brute	(11)	37	6	52
Activités opérationnelles, entretien et administration	6	10	13	15
Dotation aux amortissements	-	1	-	1
Répartition des coûts intersectoriels	(4)	(2)	(7)	(4)
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	(13)	28	-	40

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont diminué comparativement aux périodes correspondantes de 2011, surtout en raison des conditions météorologiques inattendues, de la situation de l'approvisionnement en gaz qui a eu une incidence sur les prix et des interruptions aux centrales électriques.

Les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 ont diminué par rapport aux périodes correspondantes en 2011 en raison de la baisse des charges de rémunération.

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la répartition des coûts intersectoriels a augmenté par rapport aux périodes correspondantes de 2011 en raison des coûts des activités de soutien additionnels imputés au secteur Production.

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 communications 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	
	2012	2011	2012	2011
Activités opérationnelles, entretien et administration	20	15	42	38
Amortissement	5	6	10	11
Pertes opérationnelles	25	21	52	49

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, les charges opérationnelles et les frais d'entretien et d'administration ont augmenté par rapport aux périodes correspondantes en 2011 en raison de coûts associés à plusieurs initiatives en matière de productivité et de l'accroissement de la charge de rémunération.

CHARGE D'INTÉRÊT NETTE

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Intérêts sur la dette	58	55	114	110
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif	(1)	(12)	(1)	(23)
Divers	2	1	2	1
Charge d'intérêt	59	44	115	88
Désactualisation des provisions	5	4	9	9
Charge d'intérêt nette	64	48	124	97

La variation de la charge d'intérêt nette pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 par rapport aux périodes correspondantes de 2011 est illustrée ci-dessous :

	Trimestres clos les 30 juin	Semestres clos les 30 juin
Charge d'intérêt nette de 2011	48	97
Baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif	11	22
Hausse des taux d'intérêt	3	5
Incidence des taux de change défavorables	1	1
Diminution de la dette	(1)	(3)
Hausse du produit d'intérêt	(1)	(1)
Hausse des coûts de financement	3	3
Charge d'intérêt nette de 2012	64	124

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	
	2012	2011	2012	2011
Résultat avant impôts sur le résultat	(710)	16	(599)	329
Résultat attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	(5)	(7)	(18)	(20)
Quote-part du résultat de coentreprises	5	(2)	5	(2)
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	83	65	(2)	(134)
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	9	365	9
Perte de valeur des stocks	(1)	-	33	-
Profit à la vente d'installations	-	(3)	(3)	(3)
Incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	247	-	247	-
Autres éléments non comparables	1	9	1	9
Résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables assujettis à l'impôt	(15)	87	29	188
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	76	(6)	78	86
Recouvrement (charge) d'impôts sur le résultat au titre des incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée et qui sont inefficaces	29	23	(1)	(47)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'imputation pour dépréciation d'actifs	5	2	5	2
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié aux pertes de valeur des stocks	-	-	12	-
Charge d'impôts sur le résultat liée au profit à la vente d'installations	-	(1)	(1)	(1)
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	63	-	63	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie d'actifs d'impôt différé	(169)	-	(169)	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition du revenu des sociétés	(8)	-	(8)	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales en suspens	-	-	9	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à d'autres éléments non comparables	-	3	-	3
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables	(4)	21	(12)	43
Taux d'imposition effectif sur le résultat attribuable aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables (%)	27	24	41	23

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge (le recouvrement) d'impôts sur le résultat a diminué comparativement à la période correspondante de 2011 par suite d'une baisse des résultats aux fins de comparaison et d'une variation des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Pour le semestre clos le 30 juin 2012, à l'exclusion des éléments non comparables, la charge (le recouvrement) d'impôts sur le résultat a reculé comparativement à la période correspondante de 2011, par suite d'une diminution des résultats aux fins de comparaison, des variations des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

Le taux d'imposition effectif sur les résultats attribuables aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour le trimestre clos le 30 juin 2012 a augmenté en regard d'il y a un an, par suite de la baisse des résultats, de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec les résultats et d'une variation des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé.

Le taux d'imposition effectif sur les résultats attribuables aux actionnaires de TransAlta, à l'exclusion des éléments non comparables, pour le semestre clos le 30 juin 2012 a augmenté en regard d'il y a un an, par suite de l'effet de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec les résultats, de la variation des résultats selon le territoire où le résultat avant impôts et taxes est réalisé et de la résolution positive de certaines questions fiscales en suspens.

PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE

Le résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 est resté stable en regard des périodes correspondantes de 2011.

SITUATION FINANCIÈRE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états consolidés résumés de la situation financière du 31 décembre 2011 au 30 juin 2012 :

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie	12	Calendrier des encaissements et des paiements
Créances clients	(76)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et baisse des produits
Charges payées d'avance	13	Primes d'assurance annuelles payées d'avance
Impôts sur le résultat à recevoir	14	Résolution de certaines questions fiscales
Stocks	14	Diminution de la production à nos centrales alimentées au charbon, hausse des coûts moyens du charbon, en partie contrebalancées par la sortie des stocks de charbon
Immobilisations corporelles, montant net	(380)	Dépréciation d'actifs partiellement contrebalancée par les acquisitions
Actifs d'impôt différé	(126)	Sortie des actifs d'impôt différé liés à la rentabilité des activités aux États-Unis
Actifs de gestion du risque (courants et non courants)	(114)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Dettes fournisseurs et charges à payer	150	Incidences de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, en partie contrebalancées par le calendrier de paiements et la baisse des charges à payer
Impôts sur le résultat à payer	(15)	Augmentation des versements échelonnés
Dette à long terme (y compris la partie courante)	238	Augmentation des emprunts en vertu des facilités de crédit, contrebalancée en partie par les remboursements
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (partie courante et non courante)	(62)	Diminution des provisions pour frais de démantèlement et activités commerciales, y compris les incidences de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Crédits différés et autres passifs non courants	22	Augmentation des prestations définies à payer
Passifs d'impôt différé	(79)	Résolution positive de certaines questions fiscales et incidences de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Passifs de gestion du risque (courants et non courants)	(51)	Fluctuations des prix et variations des positions sous-jacentes
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	(830)	Résultat net de la période et dividendes sur actions
Participations ne donnant pas le contrôle	(22)	Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle, déduction faite de la quote-part du résultat net des détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle

INSTRUMENTS FINANCIERS

Se reporter à la *note 13* des états financiers consolidés de notre rapport annuel de 2011 et à la *note 11* de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires au 30 juin 2012 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 2011 et à la *note 12* de nos états financiers consolidés résumés intermédiaires pour plus de précisions sur nos risques et sur la manière dont nous les gérons. Notre profil de gestion du risque et nos politiques à cet égard n'ont pas beaucoup changé depuis le 31 décembre 2011.

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 fondés sur des hypothèses ou des données établies en interne. Nos justes valeurs de niveau III sont fixées au moyen de données 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.

Nous avons 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 2012, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable de l'actif net de 12 millions de dollars (valeur comptable du passif net de 7 millions de dollars au 31 décembre 2011).

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, des profits latents avant impôts et taxes de respectivement néant (néant au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) et 75 millions de dollars (profit de 204 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés inefficaces aux fins comptables ont été retirés du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici à ce que les contrats soient réglés. 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 de règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

De plus, au cours de 2012, 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. Au 30 juin 2012, les profits cumulés de 15 millions de dollars continueront d'être différés dans le cumul des autres éléments du résultat global et seront reclassés dans le résultat net à mesure que les transactions prévues ont lieu. Les variations prospectives de la juste valeur des dérivés à compter de la date à laquelle la comptabilité de couverture a pris fin seront comptabilisées dans le résultat net de la période au cours de laquelle elles se sont produites.

TABLEAUX DES FLUX DE TRÉSORERIE

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 2012 comparativement aux périodes correspondantes en 2011 :

Trimestres clos les 30 juin	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	31	40	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	78	123	Diminution de 76 millions de dollars du résultat au comptant, contrebalancée en partie par les variations favorables du fonds de roulement de 31 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 204 millions de dollars associée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Activités d'investissement	(175)	(86)	Augmentation des ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles de 77 millions de dollars et diminution du produit de la vente des installations de 30 millions de dollars, contrebalancées partiellement par une incidence au comptant positive nette de 52 millions de dollars liée aux variations d'une garantie reçue d'une contrepartie ou versée à celle-ci
Activités de financement	127	(41)	Diminution des remboursements de la dette et diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 25 millions de dollars attribuable au réinvestissement des dividendes par l'intermédiaire du régime de réinvestissement des dividendes, en partie contrebalancées par une diminution des emprunts en vertu des facilités de crédit et une augmentation de 3 millions de dollars des dividendes sur actions privilégiées
Conversion des liquidités en devises	-	2	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	61	38	
Semestres clos les 30 juin	2012	2011	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	49	35	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités opérationnelles	261	291	Diminution de 113 millions de dollars du résultat au comptant, contrebalancée en partie par les variations favorables du fonds de roulement de 83 millions de dollars, déduction faite de l'incidence de 204 millions de dollars associée à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance
Activités d'investissement	(340)	(219)	Augmentation des ajouts aux immobilisations corporelles et incorporelles de 128 millions de dollars et diminution du produit de la vente des installations de 27 millions de dollars, contrebalancées partiellement par une incidence positive nette de 71 millions de dollars liée aux variations de la garantie reçue d'une contrepartie ou versée à celle-ci
Activités de financement	91	(70)	Diminution des remboursements de la dette et diminution des dividendes en espèces sur actions ordinaires de 27 millions de dollars attribuable au réinvestissement des dividendes par l'intermédiaire du régime de réinvestissement des dividendes, en partie contrebalancées par une diminution des emprunts en vertu des facilités de crédit et une augmentation des dividendes sur actions privilégiées de 7 millions de dollars
Conversion des liquidités en devises	-	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	61	38	

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, les titres d'emprunt à long terme et les actions privilégiées émises dans le cadre de prospectus préalables au Canada et aux États-Unis et notre régime de réinvestissement des dividendes. 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

La dette à long terme s'établissait à 4,3 milliards de dollars au 30 juin 2012 et à 4,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011. Le total de la dette à long terme a augmenté par rapport au total au 31 décembre 2011 surtout en raison des fluctuations défavorables des taux de change et de la hausse des emprunts sur nos facilités de crédit.

Facilités de crédit

Au 30 juin 2012, nos facilités de crédit consenties totalisaient 2,4 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011), dont un montant de 1,1 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2011) n'avait pas été prélevé et était disponible, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Au 30 juin 2012, le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,3 milliard de dollars (1,1 milliard de dollars au 31 décembre 2011), ce qui correspondait à des retraits réels de 1,0 milliard de dollars (0,8 milliard de dollars au 31 décembre 2011) et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars (0,3 milliard de dollars au 31 décembre 2011). Ces facilités comportent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre le troisième et le quatrième trimestres de 2013. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance. En avril 2012, nous avons renouvelé notre facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et avons prolongé son échéance de 2015 à 2016.

Outre le montant de 1,1 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, nous disposons aussi de 32 millions de dollars de liquidités.

Capital social

Le 30 juillet 2012, nous avons 230,0 millions d'actions ordinaires en circulation et 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série A et 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série C, en circulation. Au 30 juin 2012, nous avons 227,0 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au 30 juin 2012, nous avons également 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série A (12,0 millions au 31 décembre 2011) et 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang, série C (11,0 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation.

Nous émettons des actions ordinaires pour un produit au comptant, à l'exercice d'options sur actions et d'autres régimes de paiements fondés sur des actions ou dans le cadre du réinvestissement de dividendes. Au cours du mois de février 2012, nous avons ajouté une composante Dividende Bonifié^{MC} à notre régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions. Le régime modifié et mis à jour porte maintenant le nom de régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} (le «régime»). Voir la rubrique «Événements ultérieurs» de notre rapport annuel de 2011 pour plus de renseignements sur les modifications.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, 2,4 millions (0,8 million au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) d'actions ordinaires ont été émises, pour un produit de 43 millions de dollars (17 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011), dont 42 millions de dollars (16 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime et 1 million de dollars d'autres produits (1 million de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011). Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, 3,4 millions de dollars (1,7 million de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour un produit de 64 millions de dollars (35 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011), dont 62 millions de dollars (33 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime et 2 millions de dollars d'autres produits (2 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011).

Nous avons recours à divers régimes de paiements fondés sur des actions pour aligner les objectifs des employés sur ceux de la société. Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, un nombre négligeable d'options sur actions à l'intention des employés sont venues à échéance ou ont été annulées (0,4 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011). Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, 1,7 million (1,4 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011) d'unités du régime d'actionariat fondé sur le rendement ont été attribuées et un nombre négligeable (néant au cours du semestre clos le 30 juin 2011) a été attribué et échangé contre des actions ordinaires.

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 2012, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 297 millions de dollars (328 millions de dollars au 31 décembre 2011) et des garanties au comptant de 36 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2011). 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 frais de démantèlement et autres provisions.

CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT

En vertu des exigences en vigueur en Alberta, les centrales alimentées au charbon doivent mettre en application des contrôles additionnels au titre des émissions d'oxyde d'azote («NO_x»), de dioxyde de soufre («SO₂») et de matières particulaires lorsque leurs CAÉ prennent fin, soit, pour la plupart, en 2020. Ces exigences réglementaires ont été élaborées par la province en 2004 par suite de discussions entre parties intéressées dans le cadre de la Clean Air Strategic Alliance («CASA»). Cependant, à mesure que les règlements visant la diminution des émissions de gaz à effet de serre («GES») sont établis pour les centrales alimentées au charbon, il existe un risque que les exigences et les calendriers au titre de la réduction des polluants atmosphériques de la CASA ne soient plus alignés sur les calendriers de diminution des GES des centrales alimentées au charbon plus anciennes, qui donneront lieu à une baisse notable des émissions de NO_x, de SO₂ et de matières particulaires. Nous sommes en pourparlers avec les gouvernements fédéral et provinciaux afin d'assurer la coordination entre les règlements visant la réduction des GES et des polluants atmosphériques, et l'atteinte des objectifs en matière de diminution des émissions de la façon la plus efficace, tout en maintenant la fiabilité de la production, ainsi que ses coûts, en Alberta.

Le 27 août 2011, le gouvernement du Canada a publié dans la *Gazette du Canada*, un projet de «Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone – secteur de l'électricité thermique au charbon». Selon les dispositions de ce projet, les unités des centrales alimentées au charbon auraient une durée d'utilité de 45 ans, au terme de laquelle elles devraient respecter une norme de rendement relativement aux émissions de GES, établissant des niveaux similaires à ceux des centrales alimentées au gaz naturel, ou cesser de fonctionner. S'il est approuvé, le règlement entrera en vigueur le 1^{er} juillet 2015.

Aux États-Unis, l'Environmental Protection Agency («EPA») a proposé, le 27 mars 2012, des normes en matière d'émissions de carbone pour les futures centrales alimentées au charbon. Il est prévu que les normes proposées pourront être respectées grâce au passage à de nouveaux combustibles ou à des technologies de charbon épuré. Comme ce cadre réglementaire ne vise que les nouvelles centrales alimentées au charbon, il n'aura pas d'incidence importante sur nos unités alimentées au charbon existantes de la centrale de Centralia. Les normes préliminaires sont mises à la disposition du public aux fins d'examen et devraient être finalisées d'ici la fin de 2012.

En décembre 2011, l'EPA a publié des normes nationales visant à réduire les émissions de mercure provenant des centrales électriques. Les centrales existantes auront jusqu'à quatre ans pour se conformer aux normes. Nous avons déjà installé volontairement une technologie de captage du mercure à notre centrale alimentée au charbon de Centralia et les activités de captage ont été mises entièrement en fonction au début de 2012. Nous installons également une autre technologie dans le but de réduire davantage les émissions de NO_x, conformément au projet de loi de l'État de Washington adopté en avril 2011, obligeant TransAlta à utiliser cette technologie d'ici le 1^{er} janvier 2013.

Nous poursuivons l'amélioration des procédés d'exploitation et les investissements dans nos centrales existantes afin de réduire l'incidence environnementale liée à la production d'électricité. Nous avons installé du matériel de contrôle du mercure aux centrales thermiques de l'Alberta en 2010 afin d'atteindre les objectifs de la province en matière de réduction du mercure de 70 %. La nouvelle unité 3 de notre centrale de Keephills est entrée en service en septembre 2011. Cette unité fait appel à une technologie de combustion supercritique pour maximiser l'efficacité thermique, ainsi qu'à une technologie de combustion à faibles rejets de NO_x et de captage de SO₂, qui s'apparente à la technologie actuellement utilisée à l'unité 3 de la centrale de Genesee. Les projets d'accroissement de la capacité nominale à nos centrales de Keephills et de Sundance amélioreront les réductions des émissions et l'efficacité énergétique de ces unités.

PERSPECTIVES POUR 2012

Contexte d'affaires

Prix de l'électricité

D'ici la fin de 2012, les prix de l'électricité en Alberta devraient être moins élevés qu'en 2011, en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel, en partie contrebalancée par la croissance continue de la charge. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, nous continuons de prévoir des prix faibles en raison des prix du gaz naturel historiquement bas, de la faiblesse de la croissance de la charge, de l'ajout de parcs éoliens et de précipitations supérieures à la normale, ce qui a une incidence sur l'énergie hydroélectrique disponible.

Législation environnementale

L'état d'élaboration de la législation environnementale demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a indiqué son intention de réglementer les émissions de GES provenant des centrales alimentées au charbon d'ici 2015. Le cadre réglementaire fait présentement l'objet de discussions entre les gouvernements fédéral et provinciaux et l'industrie et devrait être finalisé en 2012.

Aux États-Unis, la manière dont la législation sur les changements climatiques pour la production alimentée par des combustibles fossiles sera adoptée n'est pas encore claire. En outre, de nouveaux règlements sur les polluants atmosphériques pour le secteur de l'électricité sont prévus en 2012, mais ne toucheront pas directement nos centrales alimentées au charbon de l'État de Washington. L'entente que TransAlta a conclue avec l'État de Washington en avril 2011 présente clairement les règlements de l'État réglementaire à l'égard d'un régime d'émissions pour la centrale alimentée au charbon de Centralia jusqu'en 2025.

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

Le choix de l'emplacement, la construction et l'exploitation de centrales nécessitent l'intervention de nombreuses parties prenantes. Dernièrement, certaines parties prenantes ont intenté des actions contre des agences gouvernementales et des propriétaires en invoquant les répercussions négatives présumées des projets éoliens. Nous faisons le suivi de ces réclamations afin d'évaluer le risque lié à ces activités.

Environnement économique

L'environnement économique a montré des signes de faiblesse pendant le premier semestre de 2012 et nous prévoyons une croissance lente à modérée en Alberta et en Australie tout au long du deuxième semestre et une faible croissance sur les autres marchés. Nous continuons de surveiller les événements mondiaux et leur incidence potentielle sur l'économie et sur nos fournisseurs et relations avec des contreparties en ce qui a trait aux produits de base.

Nous n'avons constaté aucune perte importante liée à une contrepartie au cours du deuxième trimestre de 2012, 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 est censée augmenter pour le reste de 2012 en raison des travaux d'accroissement de la capacité nominale qui se poursuivent à notre centrale alimentée au charbon visées par des CAÉ en Alberta et de l'achèvement de notre parc éolien de 68 MW de New Richmond. Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé au quatrième trimestre de 2012, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé. La production globale devrait s'accroître pour le reste de 2012 en raison d'une réduction des interruptions planifiées et non planifiées et de la baisse de la répartition économique. La disponibilité globale en 2012 devrait s'accroître pour le reste de l'exercice, en raison d'une baisse des interruptions planifiées et non planifiées et devrait atteindre de 89 % à 90 %.

Flux de trésorerie contractuels

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, environ 75 % de notre capacité en moyenne est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, nous visons à ce que 90 % de notre capacité fasse l'objet de contrats pour l'exercice qui vient. À la fin du deuxième trimestre, environ 90 % de notre capacité de 2012 était assujettie à des contrats. Pour le reste de 2012, 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 notre mine de l'Alberta. Les coûts du charbon en 2012, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter d'environ 4 % comparativement à ceux de 2011 en raison des facteurs déterminants mentionnés ci-dessus et de la diminution de la production de charbon, qui seront compensés par des initiatives en matière de productivité.

Même si nous possédons la mine Centralia dans l'État de Washington, elle n'est pas opérationnelle pour le moment. Le combustible de la centrale thermique de Centralia est acquis auprès de fournisseurs externes dans le bassin fluvial de la Powder River et livré par chemin de fer. Le coût de livraison du combustible par MWh pour 2012 devrait augmenter d'environ 4 % en raison des coûts plus élevés du diesel et des produits de base, et des charges accrues engagées pour la réduction des poussières de charbon.

La valeur des stocks de charbon est évaluée afin de déterminer si elle a subi une dépréciation à chaque date de clôture. Si les stocks ont perdu de la valeur, des charges additionnelles seront comptabilisées dans le résultat net. Pour plus de renseignements sur l'imputation pour dépréciation des stocks comptabilisée en 2012, voir la rubrique «Événements importants» du présent rapport de gestion.

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 un avenir proche.

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 à des instruments financiers pour protéger la valeur de nos actifs et de nos activités à l'égard de ces risques de prix.

Charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration

Les charges opérationnelles et frais d'entretien et d'administration pour 2012 devraient être inférieurs d'environ 5 % à ceux de 2011.

Opérations sur les produits énergétiques

Les résultats de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques sont touchés par les prix du marché, l'ensemble des stratégies adoptées et les modifications apportées à la législation. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser les résultats, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Notre objectif pour 2012 est d'amener nos opérations sur les produits énergétiques à dégager une marge brute variant de 50 millions de dollars à 70 millions de dollars.

Exposition aux fluctuations des taux de change

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain, à l'euro 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 notre résultat net libellé en devises.

Charge d'intérêt nette

La charge d'intérêt nette de 2012 devrait être plus élevée que celle présentée en 2011 en raison surtout de la baisse des intérêts incorporés dans le coût de l'actif. 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

En raison de l'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ou de l'augmentation des activités de négociation sur le marché, nous pourrions avoir besoin de liquidités supplémentaires. Nous prévoyons maintenir des liquidités disponibles adéquates en vertu de nos facilités de crédit consenties.

Estimations comptables

Un certain nombre de nos estimations comptables, y compris celles présentées à la rubrique «Méthodes et estimations comptables critiques» de notre rapport de gestion annuel de 2011, sont fondées sur notre conjoncture et nos perspectives économiques actuelles. En raison de la conjoncture économique, 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 et sur l'évaluation de l'actif pour nos calculs de la dépréciation d'actifs.

Impôts sur le résultat

Le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2012, devrait se situer entre 10 % et 15 % environ. Compte non tenu de certains recouvrements d'impôts sur le résultat qui ne sont pas touchés par les résultats, le taux d'imposition effectif sur le résultat, à l'exclusion des éléments non comparables pour 2012, devrait se situer entre 23 % et 28 % 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 deux importants projets de croissance en cours actuellement, dont l'achèvement est prévu au quatrième trimestre de 2012. Chacun de ces projets est décrit sommairement ci-dessous :

Projet	Projet total		2012		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour ¹		
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de Keephills	25	25	10 - 20	12	Démarrage des activités commerciales au T2 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de Keephills	26	25	10 - 20	15	Démarrage des activités commerciales au T2 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 17MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 3 de Sundance ²	27	15	15 - 20	4	T4 2012	Accroissement prévu de la capacité nominale de 15 MW à notre centrale de Sundance
New Richmond ³	205	78	165 - 185	49	T4 2012	Parc éolien de 68 MW au Québec
Total de la croissance	283	143	200 - 245	80		

Transport

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, un total de respectivement 1 million de dollars et 2 millions de dollars a été investi dans des projets de transport. Les dépenses estimées pour 2012 pour les projets de transport s'élèvent à 8 millions de dollars. Les projets de transport comprennent des travaux importants d'entretien et de reconfiguration des réseaux de transport de l'Alberta afin d'accroître la capacité du débit dans les lignes.

Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité⁴

Pour 2012, nos dépenses d'investissement de maintien et nos dépenses d'investissement liées à la productivité estimatives, déduction faite des apports reçus, sont réparties comme suit :

Catégorie	Description	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour ⁵
Dépenses d'investissement courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	100 - 115	53
Dépenses d'investissement liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	50 - 70	26
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	40 - 50	17
Entretien planifié	Entretien planifié périodique d'envergure	265 - 285	152
Total des dépenses d'investissement de maintien et des dépenses d'investissement liées à la productivité		455 - 520	248

1) Représente les montants engagés au 30 juin 2012. En 2012, nous avons aussi affecté un montant total combiné de 1 million de dollars à l'unité 3 de la centrale de Keephills, la centrale d'Ardenville, l'unité 2 de la centrale de Kent Hills et la centrale de Bone Creek. Au cours du deuxième trimestre, nous avons transféré un montant de 1 million de dollars des projets de croissance aux dépenses d'investissement de maintien, que nous avons utilisé pour des pièces de rechange amortissables.

2) Même si l'accroissement de la capacité nominale est achevé au quatrième trimestre de 2012, l'augmentation de la capacité découlant de cet accroissement ne se concrétisera pas tant que le stator de la génératrice ne sera pas remplacé.

3) Le coût total du projet de New Richmond à ce jour comprend des dépenses de 5 millions de dollars qui ont été incluses dans les frais de mise en valeur liés au projet en 2011.

4) Exclut pour le moment les dépenses engagées pour les unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, les montants qui seront engagés en 2012 n'étant pas encore établis.

5) Représente les montants engagés au 30 juin 2012.

Les détails du programme d'entretien planifié de 2012, y compris les coûts d'inspection d'envergure, sont présentés ci-après :

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Dépenses prévues en 2012	Dépenses à ce jour ¹
Incorporées dans le coût de l'actif	215 - 230	50 - 55	265 - 285	152
Passées en charges	-	0 - 5	0 - 5	-
	215 - 230	50 - 60	265 - 290	152

	Charbon	Gaz et énergies renouvelables	Total prévu	Perdus à ce jour
GWh perdus	3 565 - 3 575	255 - 265	3 820 - 3 840	2 853

Financement

Le financement de ces dépenses d'investissement devrait provenir des flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, de la capacité d'emprunt existante, des dividendes réinvestis en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}, et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et d'investissement de maintien et des projets liés à la productivité ne devraient pas être touchés par la conjoncture économique 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.

MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

En juin 2012, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié des modifications relatives aux dispositions transitoires pour les normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, et IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*. Ces modifications apportent des clarifications aux dispositions transitoires de la norme IFRS 10 et fournissent des allègements sur les informations comparatives à présenter en limitant les retraitements à la période précédente pour les trois normes. Les modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. Nous appliquerons ces modifications parallèlement à l'adoption des normes IFRS 10, 11 et 12 le 1^{er} janvier 2013.

Pour un résumé des nouvelles normes comptables ou des normes modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées, se reporter à la rubrique «Modifications comptables futures» de notre rapport de gestion annuel de 2011.

MESURES CONFORMES AUX IFRS ADDITIONNELLES

Une mesure conforme aux IFRS additionnelle est un poste, une rubrique ou un sous-total qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui ne constitue pas un poste minimum selon les IFRS, ou une mesure financière qui facilite la compréhension des états financiers, mais qui n'est pas présentée dans ces derniers. Nous avons ajouté les postes intitulés «Marge brute» et «Produits opérationnels» à nos comptes consolidés résumés de résultat pour les trimestres et les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011. La présentation de ces postes fournit à la direction et aux investisseurs une mesure de la performance opérationnelle qui est facilement comparable d'une période à l'autre.

1) Représente les montants engagés au 30 juin 2012.

MESURES NON CONFORMES AUX IFRS

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs opérationnels selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après, et ailleurs dans le présent rapport de gestion, ne sont pas définies selon les IFRS et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement ou des mesures plus significatives du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ou des 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.

La présentation du résultat aux fins de comparaison, de la marge brute aux fins de comparaison et des produits opérationnels aux fins de comparaison d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des informations supplémentaires et leur permet d'en évaluer les tendances par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer ces éléments, nous ne tenons pas compte de l'incidence de certaines couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces aux fins comptables, étant donné que la direction croit que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités commerciales. 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. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans les résultats au cours de la période considérée et des périodes antérieures, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas. Pour calculer le résultat aux fins de comparaison du deuxième trimestre de 2012, nous avons également exclu la perte de valeur des stocks, puisque la comptabilisation de la perte de valeur a trait aux couvertures dont la désignation a été annulée ou qui ont été jugées inefficaces pendant les trimestres précédents. L'incidence de la perte de valeur des stocks sera comptabilisée dans le résultat aux fins de comparaison pour le reste de l'exercice lorsque les stocks seront consommés. Nous avons aussi exclu certaines incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, soit des imputations pour dépréciation d'actifs, la sortie du bilan des actifs d'impôt différé, la charge d'impôts sur le résultat liée à des fluctuations des taux d'imposition des sociétés, le recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales, le profit à la vente d'installations, la sortie du bilan des coûts liés au projet Pioneer, la sortie du bilan des coûts de mise en valeur du parc éolien et la réduction de la valeur de certaines pièces de rechange amortissables, car la direction estime que ces transactions ne sont pas représentatives de nos activités. 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.

Résultat aux fins de comparaison

Le rapprochement du résultat net aux fins de comparaison et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté ci-après :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(797)	12	(708)	216
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces, déduction faite des impôts et taxes	54	42	(1)	(87)
Imputation pour dépréciation d'actifs, déduction faite des impôts et taxes	360	7	360	7
Perte de valeur des stocks, déduction faite des impôts et taxes	(1)	-	21	-
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance, déduction faite des impôts et taxes	184	-	184	-
Charge d'impôts sur le résultat liée à la sortie des actifs d'impôt différé	169	-	169	-
Charge d'impôts sur le résultat liée aux variations des taux d'imposition sur le revenu des sociétés	8	-	8	-
Recouvrement d'impôts sur le résultat lié à la résolution de certaines questions fiscales	-	-	(9)	-
Profit à la vente d'installations, déduction faite des impôts et taxes	-	(2)	(2)	(2)
Sortie des coûts du projet Pioneer, déduction faite des impôts et taxes	1	-	1	-
Sortie des frais d'aménagement de projets éoliens, déduction faite des impôts et taxes	-	3	-	3
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables, déduction faite des impôts et taxes	-	3	-	3
Résultat net aux fins de comparaison	(22)	65	23	140
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	227	222	226	222
Résultat net par action aux fins de comparaison	(0,10)	0,29	0,10	0,63

Marge brute aux fins de comparaison

La marge brute aux fins de comparaison est calculée comme suit :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Marge brute ¹	256	328	725	936
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces	83	65	(2)	(134)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ²	(10)	(9)	(20)	(23)
Marge brute aux fins de comparaison	329	384	703	779

1) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique « Mesures conformes aux IFRS additionnelles » du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres comparatifs ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

Produits opérationnels aux fins de comparaison

Le tableau ci-après présente un rapprochement des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ¹	(394)	58	(222)	417
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces	83	65	(2)	(134)
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	9	365	9
Perte de valeur des stocks	(1)	-	33	-
Sortie des coûts du projet Pioneer	1	-	1	-
Sortie des frais d'aménagement de projets éoliens	-	5	-	5
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	4	-	4
Produits opérationnels aux fins de comparaison	54	141	175	301

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.

Le tableau ci-après présente un rapprochement du BAIIA et des produits opérationnels aux fins de comparaison :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Produits opérationnels (pertes opérationnelles) ¹	(394)	58	(222)	417
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	9	365	9
Perte de valeur des stocks	(1)	-	33	-
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés des flux de trésorerie ²	149	130	290	257
Incidences liées à certaines couvertures dont la désignation est annulée ou qui sont inefficaces	83	65	(2)	(134)
Incidences sur les produits associés aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance ²	(10)	(9)	(20)	(23)
Sortie des coûts du projet Pioneer	1	-	1	-
Sortie des frais d'aménagement de projets éoliens	-	5	-	5
Réduction de valeur des pièces de rechange amortissables	-	4	-	4
BAIIA aux fins de comparaison	193	262	445	535

1) Ces éléments sont des mesures conformes aux IFRS additionnelles. Se reporter à la rubrique «Mesures conformes aux IFRS additionnelles» du présent rapport de gestion pour plus de détails.

2) Dans le calcul du BAIIA aux fins de comparaison, 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.

3) Les résultats ont été ajustés rétroactivement pour tenir compte de l'incidence des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Les chiffres comparatifs ont aussi été ajustés dans ce tableau uniquement à des fins de comparaison d'une période à l'autre.

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 flux de trésorerie par rapport aux résultats des périodes antérieures. Les fonds provenant des activités opérationnelles par action sont calculés comme suit 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	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	78	123	261	291
Incidences sur le fonds de roulement associées à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	204	-	204	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(132)	103	(126)	161
Fonds provenant des activités opérationnelles	150	226	339	452
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	227	222	226	222
Fonds provenant des activités opérationnelles par action	0,66	1,02	1,50	2,04

Flux de trésorerie disponibles (insuffisants)

Les flux de trésorerie disponibles (insuffisants) représentent les liquidités provenant des activités opérationnelles 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, 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 (insuffisants) en ce qui a trait aux variations qui sont considérées comme temporaires, reflétant, entre autres, l'incidence des facteurs saisonniers et le calendrier des projets d'investissement.

Les dépenses d'investissement de maintien et les dépenses d'investissement liées à la productivité pour le trimestre clos le 30 juin 2012 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles d'après les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie, moins un montant de 45 millions de dollars que nous avons investi dans des projets de croissance. Au cours de la période correspondante de 2011, nous avons investi 34 millions de dollars dans des projets de croissance. Pour les semestres clos les 30 juin 2012 et 2011, nous avons investi respectivement 82 millions de dollars et 68 millions de dollars dans des projets de croissance.

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	78	123	261	291
Ajouter (déduire) :				
Incidences sur le fonds de roulement associé à l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance	204	-	204	-
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	(132)	103	(126)	161
Dépenses d'investissement de maintien et dépenses d'investissement liées à la productivité	(141)	(76)	(248)	(134)
Dividendes versés sur actions ordinaires ¹	(23)	(48)	(68)	(95)
Dividendes versés sur actions privilégiées	(6)	(3)	(14)	(7)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle de filiales	(14)	(18)	(33)	(35)
Flux de trésorerie disponibles (insuffisants)	(34)	81	(24)	181

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

PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T3 2011	T4 2011	T1 2012	T2 2012
Produits des activités ordinaires	629	701	656	407
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	50	24	89	(797)
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	0,22	0,11	0,40	(3,51)
Résultat par action aux fins de comparaison	0,27	0,13	0,20	(0,10)

	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	92	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	0,36	0,34	0,29

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 à 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.

1) Déduction faite des dividendes réinvestis en vertu du régime.

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 décisions 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 est tenue de faire preuve de jugement dans l'évaluation et la mise en œuvre des contrôles et procédures possibles.

Pour la période visée 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 2012, 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 elles 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 nos résultats réels 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, y compris les accroissements de la capacité nominale et 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 dépenses estimatives dans des projets d'investissement de croissance et d'investissement de maintien et des projets d'investissement liés à la productivité; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; l'incidence prévue de la croissance de la charge et des coûts du gaz naturel sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité, de la capacité et de la production; les attentes relativement aux charges opérationnelles et frais d'entretien, et la variabilité de ces coûts; le financement prévu de nos dépenses d'investissement; la réglementation et la législation gouvernementales prévues et leur incidence prévue, ainsi que le coût lié au respect de celles-ci; notre stratégie commerciale et les risques qu'elle comporte; les estimations des taux d'imposition futurs et de la charge d'impôts futurs ainsi que le caractère adéquat des provisions pour impôts; les estimations comptables, les attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles ou des réclamations en vertu de contrats; l'incidence de certaines couvertures sur le résultat et les flux de trésorerie futurs; l'incidence estimée des fluctuations de taux d'intérêt et du dollar canadien par rapport au dollar américain; la surveillance de notre exposition au risque d'illiquidité; les attentes quant à la conjoncture économique mondiale; nos pratiques de crédit; et l'apport estimé du secteur Opérations sur les produits énergétiques à la marge brute.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : 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; les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; l'évolution de la conjoncture économique, y compris les fluctuations des taux d'intérêt; les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; les incidences climatiques; les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau ou en vent nécessaire pour exploiter nos centrales; les catastrophes naturelles; la menace posée par le terrorisme intérieur et les cyberattaques; les pannes de matériel; les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; le besoin de financement supplémentaire; la subordination structurelle des titres; le risque de crédit lié aux contreparties; la garantie d'assurance; notre provision pour impôts sur le résultat; les instances judiciaires et contractuelles impliquant la société; la dépendance à l'égard du personnel clé; les questions de relations de travail; et 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 de gestion annuel de 2011 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2012.

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 rapport de gestion ne sont formulés qu'à la date de celui-ci. Sauf dans la mesure où les lois applicables l'exigent, nous déclinons toute obligation de les mettre à jour publiquement à la lumière de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Compte tenu de ces risques, de ces incertitudes et de ces hypothèses, les événements projetés pourraient avoir une portée différente ou survenir à un autre moment que celui que nous avons indiqué, ou pourraient ne pas se produire. Nous ne pouvons garantir que les résultats et événements projetés se matérialiseront.

TRANSALTA CORPORATION
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	
	2012	2011	2012	2011
Produits des activités ordinaires (note 4)	407	515	1 063	1 333
Combustible et achats d'électricité (note 5)	151	187	338	397
Marge brute	256	328	725	936
Activités opérationnelles, entretien et administration (note 5)	131	134	258	262
Amortissement	139	120	268	234
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 6)	365	9	365	9
Réduction de valeur des stocks (note 14)	8	-	42	-
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	7	14	14
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	(394)	58	(222)	417
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	2	2	4	4
Quote-part du résultat de coentreprises (note 8)	(5)	2	(5)	2
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (note 3)	(247)	-	(247)	-
Profit à la vente d'installations (note 7)	-	3	3	3
Autres produits	1	1	1	1
Perte de change	(3)	(2)	(9)	(1)
Charge d'intérêt nette (notes 9 et 12)	(64)	(48)	(124)	(97)
Résultat avant impôts sur le résultat	(710)	16	(599)	329
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat (note 10)	76	(6)	78	86
Résultat net	(786)	22	(677)	243
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires de TransAlta	(791)	15	(695)	223
Participations ne donnant pas le contrôle	5	7	18	20
	(786)	22	(677)	243
Résultat net attribuable aux actionnaires de TransAlta	(791)	15	(695)	223
Dividendes sur actions privilégiées (note 23)	6	3	13	7
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	(797)	12	(708)	216
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période (en millions)	227	222	226	222
Résultat net par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires, de base et dilué	(3,51)	0,05	(3,13)	0,97

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	
	2012	2011	2012	2011
Résultat net	(786)	22	(677)	243
Autres éléments du résultat global				
Profits (pertes) à la conversion d'actifs nets d'établissements à l'étranger	45	5	13	(44)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger, déduction faite des impôts et taxes ¹	(32)	(7)	(11)	26
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	18	8	9	(50)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	-	-	1	-
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(39)	(22)	(48)	(154)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(14)	(22)	(24)	(21)
Autres éléments du résultat global	(22)	(38)	(60)	(243)
Total du résultat global	(808)	(16)	(737)	-
Total du résultat global attribuable aux :				
Porteurs d'actions ordinaires	(813)	(17)	(748)	(18)
Participations ne donnant pas le contrôle	5	1	11	18
	(808)	(16)	(737)	-

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 5 et 2 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (néant et charge de 4 en 2011).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 1 et 2 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 9 et recouvrement de 4 en 2011).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (néant en 2011).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 6 et 23 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 11 et 88 en 2011).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 5 et 8 respectivement pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 (recouvrement de 7 et 6 en 2011).

Voir les notes jointes.

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

Non audité	30 juin 2012	31 déc. 2011
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 13)	61	49
Créances clients	465	541
Partie courante des créances au titre des contrats de location-financement	3	3
Garanties versées (note 12)	36	45
Charges payées d'avance	21	8
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	287	391
Stocks (note 14)	99	85
Impôts sur le résultat à recevoir (note 15)	16	2
	988	1 124
Placements (note 8)	189	193
Créances à long terme (note 16)	19	18
Créances au titre des contrats de location-financement	41	42
Immobilisations corporelles (note 17)		
Coût	11 186	11 386
Amortissement cumulé	(4 295)	(4 115)
	6 891	7 271
Goodwill	447	447
Immobilisations incorporelles	279	276
Actifs d'impôt différé	50	176
Actifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	89	99
Autres actifs (note 18)	90	90
Total de l'actif	9 083	9 736
Dettes fournisseurs et charges à payer	613	463
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions (note 19)	60	99
Garanties reçues (note 12)	12	16
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	187	208
Impôts sur le résultat à payer	7	22
Dividendes à payer (notes 12, 22 et 23)	67	67
Partie courante de la dette à long terme (notes 11, 12 et 20)	320	316
	1 266	1 191
Dette à long terme (notes 11, 12 et 20)	3 955	3 721
Provisions pour démantèlement et autres provisions (note 19)	260	283
Passifs d'impôt différé	412	491
Passifs de gestion du risque (notes 11 et 12)	112	142
Crédits différés et autres passifs non courants (note 21)	303	281
Capitaux propres		
Actions ordinaires (note 22)	2 335	2 273
Actions privilégiées (note 23)	562	562
Capital apporté	9	9
Résultats non distribués (déficit)	(312)	527
Cumul des autres éléments du résultat global (note 24)	(155)	(102)
Capitaux propres attribuables aux actionnaires	2 439	3 269
Participations ne donnant pas le contrôle	336	358
Total des capitaux propres	2 775	3 627
Total du passif et des capitaux propres	9 083	9 736
Éventualités (note 25)		

Voir les notes jointes.

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

Semestre clos le 30 juin 2012

Non audité	Actions ordinaires	Actions privilégiées	Capital apporté	Résultats non distribués (déficit)	Cumul des autres éléments du résultat global ¹	Attribuable aux actionnaires	Attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	Total
Solde au 31 décembre 2011	2 273	562	9	527	(102)	3 269	358	3 627
Résultat net	-	-	-	(695)	-	(695)	18	(677)
Autres éléments du résultat global :								
Profits à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	2	2	-	2
Pertes nettes sur les dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(31)	(31)	(7)	(38)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes	-	-	-	-	(24)	(24)	-	(24)
Total du résultat global						(748)	11	(737)
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(131)	-	(131)	-	(131)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(13)	-	(13)	-	(13)
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	(33)	(33)
Émission d'actions ordinaires	62	-	-	-	-	62	-	62
Solde au 30 juin 2012	2 335	562	9	(312)	(155)	2 439	336	2 775

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 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 à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	-	-	(18)	(18)	-	(18)
Pertes nettes sur les 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						(18)	18	-
Dividendes sur actions ordinaires	-	-	-	(65)	-	(65)	-	(65)
Dividendes sur actions privilégiées	-	-	-	(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 paiements fondés sur des actions	-	-	1	-	-	1	-	1
Solde au 30 juin 2011	2 239	293	8	582	(56)	3 066	384	3 450

¹) Voir la note 24 pour plus de précisions sur les composantes et les variations du cumul des autres éléments du résultat global.

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	
	2012	2011	2012	2011
Activités opérationnelles				
Résultat net	(786)	22	(677)	243
Amortissement (note 27)	149	130	290	257
Profit à la vente d'installations (note 7)	-	(3)	(3)	(3)
Désactualisation des provisions (note 19)	5	4	9	9
Frais de démantèlement et de remise en état réglés (note 19)	(7)	(10)	(13)	(16)
Charge (recouvrement) d'impôt différé (note 10)	79	(15)	82	74
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion du risque (note 12)	94	55	25	(147)
Perte de change latente	2	2	11	2
Provisions	(2)	22	(2)	22
Imputation pour dépréciation d'actifs (note 6)	365	9	365	9
Imputation pour dépréciation des unités 1 et 2 de la centrale de Sundance (notes 3 et 6)	43	-	43	-
Quote-part du résultat de coentreprises, déduction faite des distributions reçues	5	(2)	5	(2)
Autres éléments sans effet de trésorerie	(1)	12	-	4
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, avant variation du fonds de roulement	(54)	226	135	452
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles (note 28)	132	(103)	126	(161)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles	78	123	261	291
Activités d'investissement				
Acquisitions d'immobilisations corporelles (note 17)	(175)	(104)	(312)	(191)
Acquisitions d'immobilisations incorporelles	(12)	(6)	(18)	(11)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	-	1	-	2
Produit de la vente d'installations	-	30	3	30
Résolution de questions fiscales en suspens	-	1	-	3
Pertes réalisées sur les instruments financiers (note 12)	(8)	(4)	(10)	(2)
Diminution nette des garanties reçues de contreparties (note 12)	(3)	(40)	(3)	(56)
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties (note 12)	15	-	9	(9)
Divers	(2)	15	(7)	15
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement	10	21	(2)	-
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(175)	(86)	(340)	(219)
Activités de financement				
Augmentation nette des emprunts sur les facilités de crédit (note 20)	173	260	213	300
Remboursement de la dette à long terme (note 20)	(3)	(228)	(5)	(230)
Dividendes versés sur actions ordinaires (note 22)	(23)	(48)	(68)	(95)
Dividendes versés sur actions privilégiées (note 23)	(6)	(3)	(14)	(7)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 22)	1	-	1	1
Distributions versées aux détenteurs de participations ne donnant pas le contrôle	(14)	(18)	(33)	(35)
Diminution des créances au titre des contrats de location-financement	-	-	1	1
Divers	(1)	(4)	(4)	(5)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	127	(41)	91	(70)
Flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles, d'investissement et de financement	30	(4)	12	2
Incidence de la conversion sur les liquidités en devises	-	2	-	1
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	30	(2)	12	3
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	31	40	49	35
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	61	38	61	38
Impôts sur le résultat au comptant payés (recouvrés)	11	2	27	(4)
Intérêts au comptant payés	68	57	114	90

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

Les présents états financiers consolidés résumés intermédiaires non audités ont été dressés conformément à la norme comptable internationale IAS 34, *Information financière intermédiaire*, en utilisant les mêmes méthodes comptables que celles utilisées dans les plus récents états financiers consolidés annuels de TransAlta Corporation («TransAlta» ou la «société»). Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités n'incluent pas toutes les informations incluses dans les états financiers consolidés annuels de la société. Par conséquent, ils doivent être lus avec les états financiers consolidés annuels les plus récents de la société.

Les états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités comprennent les comptes de 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 intermédiaires résumés non audités ont été préparés sur la base du coût historique, sauf pour certains actifs et passifs financiers, qui sont présentés à la juste valeur.

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités reflètent tous les ajustements qui consistent en ajustements et charges récurrents réguliers qui sont, de l'avis de la direction, nécessaires pour une présentation fidèle des résultats. Les résultats de TransAlta sont en partie à caractère saisonnier en raison de la nature du marché de l'électricité et des coûts du combustible connexes. Les coûts d'entretien sont habituellement plus élevés au cours des deuxième et troisième trimestres, périodes durant lesquelles les prix de l'électricité sont censés être inférieurs étant donné qu'ils augmentent généralement durant les mois d'hiver sur le marché canadien.

L'autorisation de publication des présents états financiers consolidés intermédiaires résumés non audités a été reçue du conseil d'administration le 30 juillet 2012.

B. Utilisation d'estimations

La préparation des présents 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. 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, les changements dans la conjoncture économique et les modifications apportées aux lois et aux règlements. Se reporter à la note 2 Y) des états financiers consolidés annuels de 2011 pour une analyse plus détaillée des jugements comptables critiques et des principales sources d'incertitude de mesure.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modifications comptables antérieures

Le 1^{er} janvier 2011, la société a adopté les Normes internationales d'information financière («IFRS») pour les entreprises ayant une obligation d'information du public. Pour de l'information sur l'incidence de la transition aux IFRS, se reporter à la note 3 des états financiers consolidés annuels les plus récents de la société.

Modifications comptables futures

En juin 2012, l'International Accounting Standards Board («IASB») a publié des modifications relatives aux dispositions transitoires pour les normes IFRS 10, *États financiers consolidés*, IFRS 11, *Partenariats*, et IFRS 12, *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*. Ces modifications apportent des clarifications aux dispositions transitoires de la norme IFRS 10 et fournissent des allègements sur les informations comparatives à présenter en limitant les retraitements à la période précédente pour les trois normes. Les modifications prennent effet pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2013. La société appliquera ces modifications parallèlement à l'adoption des normes IFRS 10, 11 et 12 le 1^{er} janvier 2013.

De nouvelles normes comptables ou des normes comptables modifiées qui ont déjà été publiées par l'IASB, mais qui ne sont pas encore en vigueur et que la société n'a pas encore appliquées, sont présentées à la note 2 Z) des états financiers consolidés annuels de 2011.

Chiffres comparatifs

Certains chiffres comparatifs ont été reclassés afin qu'ils soient conformes à la présentation de la période considérée. Ces reclassements n'ont eu aucune incidence sur le résultat net présenté antérieurement.

3. ARBITRAGE RELATIF AUX UNITÉS 1 ET 2 DE LA CENTRALE DE SUNDANCE

Le 16 décembre 2010 et le 19 décembre 2010, les activités ont été interrompues à l'unité 1 et à l'unité 2, respectivement, de la centrale de Sundance de la société en raison de conditions observées dans les chaudières des deux unités. Le 8 février 2011, la société a publié un avis de cessation des activités aux fins de destruction après avoir déterminé que les unités ne pouvaient être remises en service, sur le plan économique, aux termes du CAÉ. En raison de l'incertitude des résultats de la décision d'arbitrage, la société avait continué de comptabiliser les paiements liés à la capacité, nets d'une provision, et d'amortir l'actif.

L'affaire a été entendue devant un groupe d'arbitrage au cours du deuxième trimestre de 2012. Le 20 juillet 2012, le groupe d'arbitrage a conclu que les unités 1 et 2 n'étaient pas économiquement détruites et que la société devait remettre la centrale en service. Le groupe a confirmé que l'événement répondait aux critères permettant d'invoquer un cas de force majeure à partir du 20 novembre 2011 jusqu'à ce que les unités soient remises en service.

L'incidence sur l'état du résultat avant impôts et taxes de la décision qui a été comptabilisée au poste «Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance» du résultat net pour la période considérée est comme suit :

Pénalités pour indisponibilité	260
Reprise de la provision sur les paiements de capacité	(64)
Dépréciation des unités (note 6)	43
Intérêts	8
Total de l'incidence avant impôts et taxes¹	247

1) L'incidence avant impôts et taxes connexe est un recouvrement de 63 millions de dollars.

La Société commencera immédiatement à remettre en service les unités de façon sécuritaire. Le coût de réparation des unités est estimé à environ 190 millions de dollars. Cet investissement devrait commencer à générer des flux de trésorerie à l'automne 2013.

4. PRODUITS DES ACTIVITÉS ORDINAIRES

Plusieurs contrats d'achat d'électricité et autres contrats à long terme de la société respectent les critères de contrats de location simple. Les produits locatifs, y compris le loyer conditionnel, relatifs à ces contrats et présentés dans les produits des activités ordinaires dans les comptes consolidés résumés de résultat pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012 ont totalisé respectivement 40 millions de dollars (37 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2011) et 82 millions de dollars (83 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011).

5. CHARGES SELON LEUR NATURE

Les charges sont classées selon leur nature comme suit :

	Trimestre clos le 30 juin 2012		Trimestre clos le 30 juin 2011	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	125	-	155	-
Achats d'électricité	15	-	21	-
Salaires et avantages sociaux	1	67	1	68
Amortissement	10	-	10	-
Autres charges opérationnelles	-	64	-	66
Total	151	131	187	134

	Semestre clos le 30 juin 2012		Semestre clos le 30 juin 2011	
	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration	Combustible et achats d'électricité	Activités opérationnelles, entretien et administration
Combustible	264	-	307	-
Achats d'électricité	52	-	68	-
Salaires et avantages sociaux	2	132	2	138
Amortissement	20	-	20	-
Autres charges opérationnelles	-	126	-	124
Total	338	258	397	262

6. IMPUTATION POUR DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

A. Centrale thermique de Centralia

En 2011, le projet de loi intitulé *TransAlta Energy Bill* (le « projet de loi ») a été promulgué dans l'État de Washington. Le projet de loi et un protocole d'entente signé le 23 décembre 2011, qui fait partie du projet de loi, établissent un cadre en vue de la transition de l'énergie produite à la centrale thermique de Centralia d'ici 2025. Le projet de loi et le protocole d'entente comprennent des éléments clés concernant notamment le calendrier de l'interruption des activités aux unités et la levée des restrictions prévues dans les modalités des contrats d'électricité que la société peut conclure.

À la fin de 2011, une équipe commerciale spécialisée a été mise sur pied pour conclure des contrats à long terme pour la centrale. Le 25 juillet 2012, la société a annoncé qu'un contrat d'électricité à long terme avait été conclu dans le but de fournir de l'électricité à partir de décembre 2014 jusqu'à ce que la centrale soit entièrement démantelée en 2025. Par conséquent, la société a été en mesure d'achever une évaluation visant à déterminer si la valeur comptable de la centrale thermique de Centralia était recouvrable selon une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente. La juste valeur a été établie à partir des flux de trésorerie futurs devant être générés par les activités de la centrale et déterminés par les prix figurant dans le contrat et observés sur le marché. Cela a donné lieu à une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 347 millions de dollars qui a été incluse dans le secteur Production.

En plus de l'imputation pour dépréciation, la société a sorti du bilan des actifs d'impôt différé de 169 millions de dollars puisqu'il n'est plus probable que les activités de la société aux États-Unis, qui ont subi l'incidence de la dépréciation de la centrale thermique de Centralia, génèrent un revenu imposable suffisant pour permettre à la société d'utiliser l'avantage associé aux actifs d'impôt différé.

B. Unités 1 et 2 de la centrale de Sundance

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 43 millions de dollars par suite de la conclusion de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance. Le test de dépréciation était basé sur une estimation de la juste valeur, moins les coûts de la vente, tenant compte des flux de trésorerie devant découler des activités selon les dispositions du CAÉ, et sur les coûts estimés pour remettre les unités en service (voir la note 3).

C. Divers

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, la société a comptabilisé une imputation pour dépréciation avant impôts et taxes de 18 millions de dollars relativement à cinq actifs au sein des centrales d'énergies renouvelables. Les pertes de valeur sont le résultat du test de dépréciation annuel fondé sur des estimations de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des prix observés sur les marchés. Les actifs ont été dépréciés surtout en raison des attentes à l'égard d'une baisse des prix du marché. Ces dépréciations ont été incluses dans le secteur Production.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, la société a procédé à un test de dépréciation en se fondant sur une estimation de la juste valeur moins les coûts de la vente, découlant des prévisions à long terme et des 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 qui faisait partie de l'acquisition de Canadian Hydro, afin de ramener la valeur de cet actif à sa juste valeur. La dépréciation a été incluse dans le secteur Production pour la période applicable.

D. Reprises

Les imputations pour dépréciation et la diminution de l'actif d'impôt différé peuvent être reprises dans des périodes futures si, respectivement, les flux de trésorerie devant être générés par les centrales touchées et le revenu imposable qui devrait être généré par la centrale thermique de Centralia s'améliorent.

7. CESSIONS

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de respectivement néant et 3 millions de dollars lié à la vente de son installation de biomasse en 2011. Le profit est attribuable à la libération de la contrepartie restante relative à l'atteinte de conditions portant sur des éléments environnementaux par l'acquéreur.

Le 20 décembre 2010, TransAlta Cogeneration, L.P., 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. En conséquence, la société a réalisé un profit avant impôts et taxes de 3 millions de dollars au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011.

8. PARTICIPATIONS

Les placements de la société dans des entités contrôlées conjointement comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence comprennent les placements dans CE Generation, LLC et Wailuku River Hydroelectric, L.P.

Voici un sommaire des résultats des activités opérationnelles et de la situation financière se rapportant à la quote-part de la société dans ces participations :

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Résultats des activités opérationnelles				
Produits des activités ordinaires	24	31	50	59
Charges	(29)	(29)	(55)	(57)
Quote-part du résultat net	(5)	2	(5)	2
Aux			30 juin 2012	31 déc. 2011
Situation financière				
Actifs courants			36	42
Actifs non courants			419	423
Passifs courants			(32)	(29)
Passifs non courants			(220)	(229)
Participations ne donnant pas le contrôle			(14)	(14)
Quote-part de l'actif net			189	193

9. 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	
	2012	2011	2012	2011
Intérêt sur la dette	58	55	114	110
Intérêts incorporés dans le coût de l'actif (note 17)	(1)	(12)	(1)	(23)
Divers	2	1	2	1
Charge d'intérêt	59	44	115	88
Désactualisation des provisions (note 19)	5	4	9	9
Charge d'intérêt nette	64	48	124	97

La société incorpore l'intérêt dans le coût de l'actif au cours de la construction des projets d'immobilisations de croissance. Un montant de 1 million de dollars a été incorporé dans le coût de l'actif en 2012 relativement à New Richmond. L'intérêt incorporé dans le coût de l'actif en 2011 a trait principalement à l'unité 3 de la centrale de Keephills.

10. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(5)	9	8	12
Ajustements à l'égard des impôts exigibles des périodes antérieures	2	-	2	-
Avantage découlant de la résolution de questions fiscales en suspens	-	-	(24)	-
Charge (recouvrement) d'impôt différé afférent(e) à la naissance et à la reprise des différences temporelles	(97)	(15)	(84)	74
Charge d'impôt différé résultant de modifications apportées aux taux d'impôt ou aux lois fiscales ¹	7	-	7	-
Charge d'impôt différé découlant de la réduction de valeur des actifs d'impôt différé (note 6)	169	-	169	-
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	76	(6)	78	86

¹) A trait à l'incidence du projet de loi sur le budget de l'Ontario, qui gèle à 11,5 % le taux d'imposition général des sociétés en Ontario. La société a utilisé le taux d'impôt réduit prévu pratiquement en vigueur de 10,0 %.

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

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2012	2011	2012	2011
Charge (recouvrement) d'impôt exigible	(3)	9	(4)	12
Charge (recouvrement) d'impôt différé	79	(15)	82	74
Charge (recouvrement) d'impôts sur le résultat	76	(6)	78	86

11. 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.

B. Juste valeur des instruments financiers

Les méthodes utilisées par la société pour calculer les justes valeurs et les descriptions de la hiérarchie de la juste valeur sont analysées plus en détail à la note 13 B) des plus récents états financiers consolidés annuels.

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 passifs de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours du semestre clos le 30 juin 2012 :

	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 2011	-	(90)	(14)	-	287	7	-	197	(7)
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	10	10	1	20	9	1	30	19
Nouveaux contrats	-	(1)	-	1	(14)	2	1	(15)	2
Contrats réglés	-	8	5	2	(123)	(13)	2	(115)	(8)
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	(28)	-	-	22	6	-	(6)	6
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 30 juin 2012	-	(101)	1	4	192	11	4	91	12
Information additionnelle sur le profit (la perte) relative au niveau III									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat global			15			-			15
Profit (perte) réalisé(e) inclus(e) dans le résultat avant impôts sur le résultat			(5)			13			8
Profit latent inclus dans le résultat avant impôts sur le résultat lié aux actifs nets détenus au 30 juin 2012			-			9			9

Dans la mesure du possible, les variations des actifs et passifs nets de gestion du risque pour les positions des éléments autres que de couverture sont reflétées dans la marge brute des secteurs 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 2012 est de +/- 35 millions de dollars (+/- 33 millions de dollars au 31 décembre 2011).

Autres actifs et passifs de gestion du risque

Les autres actifs et passifs de gestion du risque incluent principalement 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 les taux d'intérêt, l'investissement net dans des établissements à l'étranger et d'autres risques de change.

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 2012 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2011	-	(50)	-	-	-	-	-	(50)	-
Variations attribuables aux :									
Variations des prix du marché pour les contrats existants	-	24	-	-	-	-	-	24	-
Nouveaux contrats	-	(38)	-	-	-	-	-	(38)	-
Contrats réglés	-	34	-	-	-	-	-	34	-
Abandon de la comptabilité de couverture pour certains contrats	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-
Passifs nets de gestion du risque au 30 juin 2012	-	(29)	-	-	(1)	-	-	(30)	-

Autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des actifs et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur est présentée comme suit :

Au 30 juin 2012	Juste valeur				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
Dette à long terme au 30 juin 2012 ¹	-	4 417	-	4 417	4 275
Dette à long terme au 31 décembre 2011 ¹	-	4 324	-	4 324	4 037

1) Inclut la partie courante.

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

La valeur comptable de la garantie nette présentée à titre de créances à long terme se rapproche de la juste valeur représentée par le montant devant être recouvré.

C. Profits et pertes initiaux

Un profit initial ou une perte initiale peut surgir en raison des différences entre la juste valeur d'un instrument financier à la comptabilisation initiale (le prix de transaction) et le montant calculé selon le modèle d'évaluation. Le profit latent (la perte latente) se rapportant aux instruments financiers de niveau III est différé(e) dans les actifs ou passifs de gestion du risque et est comptabilisé(e) en résultat net sur la durée du contrat correspondant. Au 30 juin 2012, le profit non amorti s'élevait à 9 millions de dollars (profit de 4 millions de dollars au 31 décembre 2011).

12. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

A. Actifs et passifs de gestion du risque

Globalement, les actifs et passifs de gestion du risque se présentent comme suit :

Aux	30 juin 2012				31 décembre 2011	
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couvertures	Total	Total
Actifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	5	-	280	285	390
Non courants	-	2	-	55	57	73
Total des actifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	7	-	335	342	463
Autres						
Courants	1	-	-	1	2	1
Non courants	-	5	27	-	32	26
Total des autres actifs de gestion du risque	1	5	27	1	34	27
Passifs de gestion du risque						
Opérations sur les produits énergétiques						
Courants	-	25	-	114	139	167
Non courants	-	82	-	14	96	106
Total des passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	-	107	-	128	235	273
Autres						
Courants	2	44	-	2	48	41
Non courants	-	16	-	-	16	36
Total des autres passifs de gestion du risque	2	60	-	2	64	77
Actifs (passifs) nets de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques						
	-	(100)	-	207	107	190
Autres actifs (passifs) nets de gestion du risque						
	(1)	(55)	27	(1)	(30)	(50)
Total des actifs (passifs) nets de gestion du risque	(1)	(155)	27	206	77	140

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

I. Couvertures

a. Couvertures de l'investissement net

La société couvre son investissement net dans les établissements à l'étranger au moyen d'emprunts libellés en dollars américains, de swaps de devises et de contrats de change à terme.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, la société a annulé la désignation de 300 millions de dollars d'emprunts en vertu d'une facilité de crédit libellée en dollars américains et de 60 millions de dollars américains de contrats de change à terme à titre de couvertures de l'investissement net en raison d'une baisse de son investissement dans les établissements à l'étranger découlant de la dépréciation de la centrale thermique de Centralia. Le montant cumulé des profits (pertes) de change nets lié à ces couvertures jusqu'à la date de l'annulation de la désignation restera dans les autres éléments du résultat global jusqu'à ce que l'établissement américain visé soit sorti du bilan. Les couvertures de l'investissement net résiduelles de la société comprennent 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 2011) et les contrats de change à terme suivants :

Aux	30 juin 2012				31 décembre 2011			
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme</i>								
	170 \$ AU	173 \$ CA	(1)	2012	185 \$ AU	184 \$ CA	(4)	2012
	-	-	-	-	135 \$ US	138 \$ CA	-	2012

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 2012 se présentent comme suit :

Aux	30 juin 2012		31 décembre 2011		
	Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
	Électricité (MWh)	4 007	1	7 817	4
	Gaz naturel (GJ)	971	38 921	2 032	39 022
	Pétrole (gallons)	-	-	-	6 300

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, des profits latents avant impôts et taxes de respectivement néant (néant au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) et 75 millions de dollars (profit de 204 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011) liés à certaines relations de couverture de l'électricité dont la désignation a été annulée et qui sont réputés inefficaces aux fins comptables ont été retirés du cumul des autres éléments du résultat global et comptabilisés en résultat. Ces profits latents ont été calculés d'après les prix à terme alors en vigueur, qui changeront d'ici à ce que les contrats soient réglés. 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 de règlement des contrats, soit, dans la plupart des cas, au cours de 2012. Comme ces profits ont déjà été comptabilisés dans le résultat au cours de la période considérée et de la période précédente, le résultat différé futur sera plus faible; toutefois, les flux de trésorerie prévus provenant de ces contrats ne changeront pas.

Au cours de 2012, la société a abandonné la comptabilité de couverture pour certaines couvertures de flux de trésorerie qui ne répondaient plus aux critères d'application de celles-ci. Au 30 juin 2012, les profits cumulés de 15 millions de dollars continueront d'être différés dans le cumul des 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

La société utilise les contrats de change à terme pour couvrir une partie de ses encaissements et dépenses futurs libellés en monnaie étrangère et gérer son exposition au risque de change à l'égard de la dette non désignée à titre de couverture de l'investissement net, et les swaps de devises pour gérer les expositions au risque de change au titre de la dette libellée en monnaie étrangère.

Aux		30 juin 2012			31 décembre 2011			
Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance	
<i>Contrats de change à terme – encaissements et dépenses libellés en devises</i>								
255 \$ CA	238 \$ US	(3)	2012-2017	250 \$ CA	233 \$ US	(8)	2012-2017	
5 \$ US	5 \$ CA	-	2012	8 \$ US	8 \$ CA	-	2012	
80 \$ CA	62 €	(1)	2012	103 \$ CA	74 €	(6)	2012	
<i>Contrats de change à terme – dette libellée en devises</i>								
312 \$ CA	300 \$ US	(2)	2012	312 \$ CA	300 \$ US	(5)	2012	
314 \$ CA	300 \$ US	(2)	2013	314 \$ CA	300 \$ US	(5)	2013	
308 \$ CA	300 \$ US	4	2013	-	-	-	-	
<i>Swaps de devises – dette libellée en devises</i>								
530 \$ CA	500 \$ US	(10)	2015	530 \$ CA	500 \$ US	(22)	2015	

iii. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a des swaps de taux d'intérêt différés en cours à des taux fixes se situant entre 3,07 % et 3,75 % (2,75 % et 3,43 % au 31 décembre 2011). Les swaps de taux d'intérêt différés servent à contrebalancer la variabilité des flux de trésorerie découlant des émissions anticipées de dette à long terme.

Aux		30 juin 2012		31 décembre 2011		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	
300 \$ US	(41)	2013	300 \$ US	(25)	2012	

iv. Incidences de la couverture des flux de trésorerie

Les tableaux suivants résument les incidences des couvertures des flux de trésorerie :

Trimestre clos le 30 juin 2012					
	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	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Contrats sur produits de base	(4)	Produits des activités ordinaires	(6)	Produits des activités ordinaires	-
Contrats de change sur les couvertures de projets	5	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de change sur les couvertures de la dette en dollars américains	22	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	17	(Profit) perte de change	(41)	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	(21)	Charge d'intérêt	2	Charge d'intérêt	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	19	Incidence sur les autres éléments du résultat global	(45)	Incidence sur le résultat net	-

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	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Contrats sur produits de base	20	Produits des activités ordinaires	(34)	Produits des activités ordinaires	-
Contrats de change sur les couvertures de projets	(2)	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de change sur les couvertures de la dette en dollars américains	(1)	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	-	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	-	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	-

Semestre clos le 30 juin 2012

	Partie efficace		Partie inefficace		
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur produits de base	1	Produits des activités ordinaires	10	Produits des activités ordinaires	(75)
Contrats de change sur les couvertures de projets	3	Immobilisations corporelles	1	(Profit) perte de change	-
Contrats de change sur les couvertures de la dette en dollars américains	11	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	12	(Profit) perte de change	(8)	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	(16)	Charge d'intérêt	2	Charge d'intérêt	-
Incidence sur les autres éléments du résultat global	11	Incidence sur les autres éléments du résultat global	5	Incidence sur le résultat net	(75)

Semestre clos le 30 juin 2011

	Partie efficace		Partie inefficace		
	Profit (perte) avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	Emplacement (du profit) de la perte reclassé(e) à partir des autres éléments du résultat global	(Profit) perte avant impôts et taxes comptabilisé(e) dans les résultats
Dérivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie					
Contrats sur produits de base	(16)	Produits des activités ordinaires	(72)	Produits des activités ordinaires	(204)
Contrats de change sur les couvertures de projets	(5)	Immobilisations corporelles	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de change sur les couvertures de la dette en dollars américains	(19)	(Profit) perte de change	33	(Profit) perte de change	-
Swaps de devises	(14)	(Profit) perte de change	-	(Profit) perte de change	-
Contrats de swaps de taux d'intérêt différés	-	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)

Au cours des 12 prochains mois, la société estime que 8 millions de dollars de pertes 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 naturel 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 de ces facteurs. 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 est de 6,65 %, 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 2012			31 décembre 2011		
	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Actif à la juste valeur	Échéance
150 \$ US		27	2018	150 \$ US	25	2018

Compte tenu des swaps de taux d'intérêt décrits ci-dessus, 28 % de la dette de la société au 30 juin 2012 est assujetti à des taux d'intérêt variables (23 % au 31 décembre 2011).

ii. Incidences de la couverture de la juste valeur

Au cours des trimestres et des semestres clos les 30 juin 2012 et 2011, aucune inefficacité des couvertures de la juste valeur n'a été comptabilisée.

II. Éléments autres que de couverture

La société conclut diverses transactions 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. Éléments autres que de couverture dérivés – Gestion du risque lié aux opérations sur les produits énergétiques

Aux	30 juin 2012		31 décembre 2011		
	Type (en milliers)	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Notionnel vendu	Notionnel acquis
Électricité (MWh)		63 364	54 962	56 374	47 133
Gaz naturel (GJ)		2 214 520	2 196 861	1 007 959	1 030 710
Transport (MWh)		-	2 117	-	2 908
Pétrole (gallons)		-	6 174	-	6 552

b. Autres éléments autres que de couverture dérivés

Aux	30 juin 2012				31 décembre 2011			
	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Actif (passif) à la juste valeur	Échéance	Notionnel vendu	Notionnel acquis	Passif à la juste valeur	Échéance
<i>Contrats de change à terme</i>								
2 \$ CA	3 \$ AU	-	2012	37 \$ CA	36 \$ AU	-	2012	
15 \$ US	15 \$ CA	-	2012	19 \$ CA	19 \$ US	-	2012	
1 \$ CA	- \$ US	(1)	2012	-	-	-	-	

c. 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 appliquée. 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.

d. Incidences des éléments autres que de couverture

Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2012, la société a comptabilisé des pertes latentes nettes respectivement de 63 millions de dollars (profit de 16 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2011) et 59 millions de dollars (profit de 20 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011) liées aux instruments dérivés sur les produits de base.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2012, une perte de 2 millions de dollars (néant pour le trimestre clos le 30 juin 2011) liée aux dérivés de change a été comptabilisée et comprenait un profit latent net de 1 million de dollars (perte de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2011) et une perte réalisée nette de 3 millions de dollars (profit de 1 million de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2011). Pour le semestre clos le 30 juin 2012, une perte de 2 millions de dollars (perte de 4 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011) a été comptabilisée et comprenait un profit latent net de néant (profit de 2 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011) et une perte réalisée nette de 2 millions de dollars (perte de 6 millions de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2011).

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, qui sont également analysées plus en détail à la note 14 B) des états financiers consolidés annuels de 2011.

I. Risque de marché

a. Risque lié au prix des produits de base

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. La valeur à risque («VaR») est la mesure la plus fréquemment employée pour faire le suivi et gérer le risque de marché associé aux positions de négociation. 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 au 30 juin 2012 liée aux activités de négociation de la société sur les produits énergétiques pour compte propre a été de 5 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2011).

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. Au 30 juin 2012, 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 4 millions de dollars (5 millions de dollars au 31 décembre 2011). La VaR au 30 juin 2012 associée aux positions et aux couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture s'est établie à 12 millions de dollars (9 millions de dollars au 31 décembre 2011).

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.

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, les actifs portant intérêt et les instruments dérivés sur taux d'intérêt 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 (50 points de base au 30 juin 2011) est une variation potentielle raisonnable des taux d'intérêt du marché au cours du prochain trimestre.

	Semestres clos les 30 juin			
	2012		2011	
	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	(5)	2	-

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.

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 moyenne de 0,06 \$ (0,06 \$ au 30 juin 2011) de ces devises par rapport au dollar canadien est une variation potentielle raisonnable au cours du prochain trimestre et est limitée au risque lié aux instruments financiers libellés dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

Devise	Semestres clos les 30 juin			
	2012		2011	
	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}
\$ US	(2)	11	(2)	11
\$ AU	(1)	-	(1)	-
€	-	3	-	2
Total	(3)	14	(3)	13

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

2) L'incidence du change liée aux instruments financiers désignés 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 la société à un risque commercial.

Au 30 juin 2012, TransAlta avait un contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients impayées. La société a évalué le risque de défaut lié à cette contrepartie comme étant minime.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 30 juin 2012, compte non tenu de la garantie détenue ou du droit de compensation, est représentée par les valeurs comptables des créances clients 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 relativement à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'une seule contrepartie sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances sur le marché de la Californie (se reporter à la note 32 des états financiers consolidés annuels de 2011) et compte tenu de la juste valeur des positions de négociation ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 35 millions de dollars au 30 juin 2012 (38 millions de dollars au 31 décembre 2011).

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 et des clients. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, de certains actifs financiers au 30 juin 2012 :

<i>(en pourcentage)</i>	Notation de première qualité	Notation de qualité inférieure	Total
Créances clients	96	4	100
Actifs de gestion du risque	97	3	100

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.

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

	2012	2013	2014	2015	2016	2017 et par la suite	Total
Dettes fournisseurs et charges à payer	613	-	-	-	-	-	613
Garanties reçues	12	-	-	-	-	-	12
Dettes ¹	315	630	209	673	742	1 689	4 258
(Actifs) passifs de gestion du risque – opérations sur les produits énergétiques	(105)	(36)	(16)	15	13	22	(107)
Autres (actifs) passifs de gestion du risque	5	40	1	11	-	(27)	30
Intérêt sur la dette à long terme	107	198	171	139	122	846	1 583
Dividendes à verser	67	-	-	-	-	-	67
Total	1 014	832	365	838	877	2 530	6 456

1) Exclut l'incidence de la comptabilité de couverture et inclut les facilités de crédit utilisées qui devraient venir à échéance en 2013 et en 2016.

C. Garantie

I. Actifs financiers donnés en garantie

Au 30 juin 2012, la société a donné 36 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2011) 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 2012, la société avait reçu 12 millions de dollars (16 millions de dollars au 31 décembre 2011) au comptant en garantie des obligations de contreparties.

III. Modalités conditionnelles d'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 de façon continue.

Au 30 juin 2012, la société avait fourni une garantie de 48 millions de dollars (62 millions de dollars au 31 décembre 2011) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Certains contrats de dérivés contiennent des clauses conditionnelles liées au risque de crédit, y compris une révision à la baisse de la note de crédit. Si pareille révision survenait, la société serait tenue de fournir une garantie additionnelle de 82 millions de dollars à ses contreparties, selon la valeur des dérivés au 30 juin 2012.

13. TRÉSORERIE SOUMISE À RESTRICTIONS

Au 30 juin 2012, la société détenait 29 millions de dollars de trésorerie et d'équivalents de trésorerie (17 millions de dollars au 31 décembre 2011) ne pouvant être utilisés à des fins générales, dont la totalité se rapporte au projet Pioneer.

14. STOCKS

Les stocks détenus dans le cours normal des affaires comprennent du charbon, des crédits d'émission et du gaz naturel, et 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 2012	31 déc. 2011
Charbon	93	78
Gaz naturel	4	5
Crédits d'émission achetés	2	2
Total	99	85

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, les stocks de charbon de la centrale thermique de Centralia ont été réduits de respectivement 8 millions de dollars (néant au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) et 42 millions de dollars (néant au cours du semestre clos le 30 juin 2011), soit à leur valeur de réalisation nette.

15. IMPÔTS SUR LE RÉSULTAT À RECEVOIR

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. En 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 restaient. La décision de la Cour fédérale a été reçue le 20 janvier 2012, et elle a été rendue en faveur de TransAlta. La Couronne avait 60 jours à partir de la date du jugement pour interjeter appel. Aucun appel n'a été interjeté par la Couronne, et TransAlta prévoit recevoir 11 millions de dollars en 2012.

16. CRÉANCES À LONG TERME

En 2011, TransAlta avait une garantie nette d'environ 36 millions de dollars américains auprès de MF Global Inc., au moment où un fiduciaire a été nommé pour prendre le contrôle des actifs de MF Global Inc., en assurer la liquidation et remettre les garanties aux clients. En raison du recouvrement incertain de la garantie, TransAlta a comptabilisé une provision de 18 millions de dollars américains en 2011 à l'égard de la garantie auprès de MF Global Inc.

17. 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
Au 31 décembre 2011	74	3 153	1 041	2 057	534	196	216	7 271
Acquisitions	-	1	-	-	-	306	5	310
Amortissement	-	(140)	(47)	(44)	(19)	-	(6)	(256)
Imputation pour dépréciation d'actifs	-	(378)	-	(18)	(12)	-	-	(408)
Révisions des coûts de démantèlement et de remise en état et acquisitions	-	(8)	(2)	(4)	(3)	-	-	(17)
Démantèlement d'actifs	-	(15)	-	(1)	-	-	-	(16)
Variation des taux de change	-	7	-	-	1	-	-	8
Transferts	-	202	4	20	6	(245)	10	(1)
Au 30 juin 2012	74	2 822	996	2 010	507	257	225	6 891

Au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2012, la société a incorporé des intérêts de respectivement 1 million de dollars (12 millions de dollars et 23 millions de dollars au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011), à un taux moyen pondéré de respectivement 5,32 % et 5,34 % (5,44 % et 5,28 % au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2011), dans le coût des immobilisations corporelles.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2011, la société a ramené la valeur de certaines pièces de rechange amortissables 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.

18. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

Aux	30 juin 2012	31 déc. 2011
Frais de permis différés	21	22
Frais de mise en valeur de projets	36	33
Frais de service différés	19	18
Dépôt au titre du transport vers l'unité 3 de la centrale de Keephills	7	8
Divers	7	9
Total des autres actifs	90	90

19. PROVISIONS POUR FRAIS DE DÉMANTÈLEMENT ET AUTRES PROVISIONS

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

	Démantèlement et remise en état	Autres	Total
Solde au 31 décembre 2011	301	81	382
Passifs contractés au cours de la période	1	22	23
Passifs réglés au cours de la période	(13)	(1)	(14)
Désactualisation	8	1	9
Révisions des flux de trésorerie estimés	1	2	3
Révisions des taux d'actualisation	(18)	-	(18)
Reprises	-	(66)	(66)
Variation des taux de change	1	-	1
	281	39	320
Moins : partie courante	28	32	60
Solde au 30 juin 2012	253	7	260

20. DETTE À LONG TERME

Les sommes impayées sont présentées dans le tableau qui suit :

Aux	30 juin 2012			31 déc. 2011		
	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹	Valeur comptable	Valeur nominale	Intérêt ¹
Facilités de crédit ²	1 023	1 023	2,2 %	806	806	2,1 %
Déventures	836	851	6,6 %	833	851	6,6 %
Billets de premier rang ³	2 001	1 963	6,0 %	1 979	1 940	6,0 %
Dettes sans recours ⁴	375	381	5,9 %	375	382	5,9 %
Divers	40	40	6,5 %	44	44	6,6 %
	4 275	4 258		4 037	4 023	
Moins : partie courante de la dette avec recours	(318)	(318)		(314)	(314)	
Moins : partie courante de la dette sans recours	(2)	(2)		(2)	(2)	
Total de la dette à long terme	3 955	3 938		3 721	3 707	

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. Incluent 300 millions de dollars américains au 30 juin 2012 (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

3) Valeur nominale de 1 900 millions de dollars américains au 30 juin 2012 (1 900 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

4) Inclut 20 millions de dollars américains au 30 juin 2012 (20 millions de dollars américains au 31 décembre 2011).

TransAlta a des facilités de crédit consenties totalisant 2,4 milliards de dollars (2,0 milliards de dollars au 31 décembre 2011), dont un montant non prélevé de 1,1 milliard de dollars (0,9 milliard de dollars au 31 décembre 2011) était disponible au 30 juin 2012, sous réserve des modalités d'emprunt habituelles. Outre le montant de 1,1 milliard de dollars disponible en vertu des facilités de crédit, Transalta dispose également de 32 millions de dollars en trésorerie et équivalents de trésorerie.

En avril 2012, la société a renouvelé une facilité de crédit consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars et a reporté l'échéance de 2015 à 2016.

21. CRÉDITS DIFFÉRÉS ET AUTRES PASSIFS NON COURANTS

Les composantes des crédits différés et autres passifs non courants sont les suivantes :

Aux	30 juin 2012	31 déc. 2011
Produits différés tirés du charbon	52	52
Valeur actuelle des obligations au titre des prestations définies	221	190
Primes à long terme	13	18
Divers	17	21
Total des crédits différés et autres passifs non courants	303	281

Les produits différés tirés du charbon se composent des paiements reçus de Keephills 3 Limited Partnership pour les livraisons futures de charbon. Depuis le démarrage des activités commerciales de l'unité 3 de la centrale de Keephills le 1^{er} septembre 2011, ces montants sont amortis par imputation aux produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon.

22. ACTIONS ORDINAIRES

A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale.

Au 30 juin 2012, la société avait 227,0 millions d'actions ordinaires (223,6 millions au 31 décembre 2011) émises et en circulation. Au cours du trimestre clos le 30 juin 2012, 2,4 millions (0,8 million au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour 43 millions de dollars (17 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011), dont 2,3 millions (0,8 million au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) ont été émises pour 42 millions de dollars (16 millions de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC} («le régime») et 0,1 million (un nombre négligeable au cours du trimestre clos le 30 juin 2011) ont été émises pour 1 million de dollars (1 million de dollars au cours du trimestre clos le 30 juin 2011). Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, 3,4 millions (1,7 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011) d'actions ordinaires ont été émises pour 64 millions de dollars (35 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011), dont 3,3 millions (1,6 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011) ont été émises pour 62 millions de dollars (33 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011) aux fins des dividendes réinvestis dans le cadre du régime et 0,1 million (0,1 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011) ont été émises pour 2 millions de dollars (2 millions de dollars au cours du semestre clos le 30 juin 2011).

B. Paiements fondés sur des actions

La société émet des actions ordinaires en vertu de régimes de paiements fondés sur des actions, comme les régimes d'options sur actions et le régime d'actionnariat fondé sur le rendement, qui sont décrits de façon plus détaillée à la note 27 des derniers états financiers consolidés annuels de la société. Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, un nombre négligeable d'options sur actions d'employés sont venues à échéance ou ont été exercées ou annulées (0,4 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011). Au cours du semestre clos le 30 juin 2012, 1,7 million (1,4 million au cours du semestre clos le 30 juin 2011) d'unités du régime d'actionnariat fondé sur le rendement ont été attribuées et un nombre négligeable de ces unités (néant au cours du semestre clos le 30 juin 2011) ont été attribuées et échangées contre des actions ordinaires.

C. Régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}

Au cours du mois de février 2012, la société a ajouté une composante Dividende Bonifié^{MC} à son régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions. Le régime modifié et mis à jour porte le nom de régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions pour les actionnaires avec Dividende Bonifié^{MC}. Le régime est analysé en détail à la note 24 C) des derniers états financiers consolidés annuels.

Du dividende qui était à verser le 1^{er} juillet 2012, 72 % a été réglé par l'option de réinvestissement des dividendes en vertu du régime.

D. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes sur actions ordinaires déclarés en 2011 et 2012 :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du régime
25 janvier 2012	1 ^{er} avril 2012	0,29	65	23	42
25 avril 2012	1 ^{er} juillet 2012	0,29	66	18	48
Total		0,58	131		

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes	Dividendes versés en espèces	Dividendes versés en actions en vertu du régime
28 avril 2011	1 ^{er} juillet 2011	0,29	64	48	16
27 juillet 2011	1 ^{er} octobre 2011	0,29	65	48	17
27 octobre 2011	1 ^{er} janvier 2012	0,29	65	45	20
Total		0,87	194		

Aucune autre transaction 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.

23. 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 2012, la société avait 12,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rajustable, série A (12,0 millions au 31 décembre 2011) et 11,0 millions d'actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables, série C (11,0 millions au 31 décembre 2011), émises et en circulation.

B. Dividendes

Le tableau suivant résume les dividendes sur actions privilégiées déclarés en 2011 et en 2012 :

Actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables, série A :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
25 janvier 2012	31 mars 2012	0,2875	3
25 avril 2012	30 juin 2012	0,2875	4
		0,575	7

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
28 avril 2011	30 juin 2011	0,2875	3
27 juillet 2011	30 sept. 2011	0,2875	4
27 octobre 2011	31 déc. 2011	0,2875	4
Total		0,8625	11

Actions privilégiées de premier rang à taux rajustable et à dividende cumulatif rachetables, série C :

Date de déclaration	Date de versement	Dividende par action (\$)	Total des dividendes
25 janvier 2012 ¹	31 mars 2012	0,3844	4
25 avril 2012	30 juin 2012	0,2875	3
		0,6719	7

1) Inclut des dividendes de 0,0969 \$ par action pour la période du 29 novembre 2011 au 31 décembre 2011.

24. CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

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

	2012	2011
Ajustement au titre de la conversion des monnaies étrangères		
Solde d'ouverture	(28)	(27)
Profits (pertes) à la conversion des actifs nets des établissements à l'étranger	13	(44)
Profits (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes des établissements à l'étranger ¹	(11)	26
Solde aux 30 juin	(26)	(45)
Couvertures de flux de trésorerie		
Solde d'ouverture	(28)	232
Profits (pertes) sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes ²	16	(48)
Reclassement des pertes sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans les actifs non financiers, déduction faite des impôts et taxes ³	1	-
Reclassement des profits sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le résultat net, déduction faite des impôts et taxes ⁴	(48)	(154)
Solde aux 30 juin	(59)	30
Avantages du personnel		
Solde d'ouverture	(46)	(20)
Pertes actuarielles nettes sur les régimes à prestations définies, déduction faite des impôts et taxes ⁵	(24)	(21)
Solde aux 30 juin	(70)	(41)
Cumul des autres éléments du résultat global	(155)	(56)

1) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 2 pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 4 en 2011).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 2 pour le semestre clos le 30 juin 2012 (recouvrement de 4 en 2011).

3) Déduction faite des impôts sur le résultat de néant pour le semestre clos le 30 juin 2012 (néant en 2011).

4) Déduction faite de la charge d'impôts sur le résultat de 23 pour le semestre clos le 30 juin 2012 (charge de 88 en 2011).

5) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur le résultat de 8 pour le trimestre clos le 30 juin 2012 (recouvrement de 6 en 2011).

25. 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. Rien ne garantit que les réclamations auront une issue favorable pour TransAlta ou qu'elles n'auront pas d'incidence négative importante sur ses activités. Les organismes de réglementation pourraient aussi poser des questions dans le cours normal des affaires, auxquelles la société répond à mesure qu'elles surviennent.

26. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Des lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre de divers arrangements contractuels avec la société et certaines de ses filiales. 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 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 2012 totalisaient 297 millions de dollars (328 millions de dollars au 31 décembre 2011), et aucun montant (néant au 31 décembre 2011) n'a été exercé par des contreparties en vertu de ces arrangements.

27. INFORMATIONS SECTORIELLES

A. Résultats sectoriels

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

Trimestre clos le 30 juin 2012	Opérations sur les produits			Total
	Production	énergétiques	Siège social	
Produits des activités ordinaires	418	(11)	-	407
Combustible et achats d'électricité	151	-	-	151
Marge brute	267	(11)	-	256
Activités opérationnelles, entretien et administration	105	6	20	131
Amortissement	134	-	5	139
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	-	-	365
Réduction de valeur des stocks	8	-	-	8
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
Pertes opérationnelles	(356)	(13)	(25)	(394)
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Quote-part du résultat de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance				(247)
Autres produits				1
Perte de change				(3)
Charge d'intérêt nette				(64)
Résultat avant impôts sur le résultat				(710)

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	187	-	-	187
Marge brute	291	37	-	328
Activités opérationnelles, entretien et administration	109	10	15	134
Amortissement	113	1	6	120
Imputation pour dépréciation d'actifs	9	-	-	9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	7	-	-	7
Répartition des coûts intersectoriels	2	(2)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	51	28	(21)	58
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	2	-	-	2
Quote-part du résultat de coentreprises	2	-	-	2
Profit à la vente d'installations				3
Autres produits				1
Perte de change				(2)
Charge d'intérêt nette				(48)
Résultat avant impôts sur le résultat				16

Semestre clos le 30 juin 2012	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 057	6	-	1 063
Combustible et achats d'électricité	338	-	-	338
Marge brute	719	6	-	725
Activités opérationnelles, entretien et administration	203	13	42	258
Amortissement	258	-	10	268
Imputation pour dépréciation d'actifs	365	-	-	365
Réduction de valeur des stocks	42	-	-	42
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14
Répartition des coûts intersectoriels	7	(7)	-	-
Pertes opérationnelles	(170)	-	(52)	(222)
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	4	-	-	4
Quote-part du résultat de coentreprises	(5)	-	-	(5)
Arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance				(247)
Profit à la vente d'installations				3
Autres produits				1
Perte de change				(9)
Charge d'intérêt nette				(124)
Résultat avant impôts sur le résultat				(599)

Semestre clos le 30 juin 2011	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
Produits des activités ordinaires	1 281	52	-	1 333
Combustible et achats d'électricité	397	-	-	397
	884	52	-	936
Activités opérationnelles, entretien et administration	209	15	38	262
Amortissement	222	1	11	234
Imputation pour dépréciation d'actifs	9	-	-	9
Impôts et taxes, autres que les impôts sur le résultat	14	-	-	14
Répartition des coûts intersectoriels	4	(4)	-	-
Produits opérationnels (pertes opérationnelles)	426	40	(49)	417
Produits financiers tirés des contrats de location-financement	4	-	-	4
Quote-part du résultat de coentreprises	2	-	-	2
Profit à la vente d'installations	3	-	-	3
Autres produits				1
Perte de change				(1)
Charge d'intérêt nette				(97)
Résultat avant impôts sur le résultat				329

Le secteur Production comprend un montant de 5 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2012 (6 millions de dollars pour le trimestre clos le 30 juin 2011) et de 13 millions de dollars pour le semestre clos à pareille date (12 millions pour le semestre clos le 30 juin 2011) 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

Total des actifs sectoriels	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Siège social	Total
30 juin 2012	8 530	288	265	9 083
31 décembre 2011	8 983	394	359	9 736

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

Le rapprochement de la dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat et de 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	
	2012	2011	2012	2011
Dotation aux amortissements selon les comptes consolidés résumés de résultat	139	120	268	234
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	10	10	20	20
Divers	-	-	2	3
Dotation aux amortissements selon les tableaux consolidés résumés des flux de trésorerie	149	130	290	257

**28. 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	
	2012	2011	2012	2011
Source (utilisation) de la trésorerie :				
Créances clients	(26)	(106)	78	3
Charges payées d'avance	2	6	(13)	(7)
Impôts sur le résultat à recevoir	-	12	(14)	18
Stocks	(13)	(25)	(15)	(58)
Dettes fournisseurs et charges à payer	237	2	147	(131)
Provisions pour frais de démantèlement et autres provisions	(53)	12	(41)	18
Impôts sur le résultat à payer	(15)	(4)	(16)	(4)
Variation des soldes sans effet de trésorerie du fonds de roulement liés aux activités opérationnelles	132	(103)	126	(161)

INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		30 juin 2012	31 décembre 2011
Cours de clôture (TSX) (\$)		17,25	21,02
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	21,37	23,24
	Bas	16,16	19,45
Dette sur le capital investi (%)		60,5	52,4
Dette sur le capital investi, excluant les emprunts sans recours (%)		58,2	49,9
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires (%)		(26,1)	10,6
Rendement des capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		4,6	8,4
Rendement du capital investi ¹ (%)		(3,7)	8,3
Rendement du capital investi aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		2,0	7,0
Dividendes en espèces par action ¹ (\$)		1,16	1,16
Ratio cours/résultat aux fins de comparaison ¹ (multiple)		33,8	20,4
Couverture par le résultat ¹ (multiple)		(1,3)	2,7
Ratio de distribution fondé sur le résultat net ¹ (%)		(41,0)	66,9
Ratio de distribution fondé sur le résultat aux fins de comparaison ^{1, 2} (%)		230,1	84,3
Ratio de distribution fondé sur les fonds provenant des activités opérationnelles ^{1, 2, 3} (%)		37,4	24,0
Rendement des actions ¹ (%)		6,7	5,5
Flux de trésorerie sur la dette ¹ (%)		16,8	20,2
Couverture des intérêts par les flux de trésorerie ^{1, 3} (multiple)		4,0	4,4

1) Pour les 12 derniers mois.

2) Ces ratios intègrent des éléments qui ne sont pas définis selon les IFRS. Aucune de ces mesures ne doit être utilisée séparément ou en remplacement du rendement financier ou de la situation 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.

3) Ces ratios ont été ajustés pour tenir compte de l'incidence de l'arbitrage relatif aux unités 1 et 2 de la centrale de Sundance.

FORMULES DES RATIOS

Dette sur le capital investi = (dette à long terme y compris la partie courante – trésorerie et équivalents de trésorerie) / (dette à long terme y compris la partie courante + participations ne donnant pas le contrôle + capitaux propres attribuables aux porteurs d'actions ordinaires – 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 / résultat par action aux fins de comparaison de la période

Couverture par le résultat = (résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires + impôts sur le résultat + charge d'intérêt nette) / (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/dette = flux de trésorerie liés aux activités opérationnelles avant les variations du fonds de roulement / moyenne de la dette totale – moyenne de la trésorerie et des équivalents de trésorerie

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

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, qu'elle en produise réellement ou non.

Chaudière – Appareil qui transforme la vapeur en énergie, à des fins de traitement ou de chauffage, ou qui produit de l'eau chaude à des fins de chauffage ou d'approvisionnement en eau chaude. La chaleur provenant d'une source de combustion externe est transmise à un fluide contenu dans les tubes de la calandre de la chaudière.

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.

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

Unité de désulfuration des gaz de charbon (laveur) – Équipement utilisé pour séparer les oxydes de soufre des gaz de combustion d'une installation de chaudière avant de les libérer dans l'atmosphère. Des produits chimiques, comme la chaux, sont utilisés dans la zone de lavage.

Force majeure – Clause qui libère une partie de son obligation si un événement imprévisible hors du contrôle de la partie l'empêche d'exécuter ses obligations en vertu du contrat.

Centrale géothermique – Centrale dont le moteur principal est une turbine à vapeur. La turbine est entraînée par la vapeur produite à partir d'eau chaude ou par la vapeur naturelle qui tire son énergie de la chaleur des roches ou des fluides se trouvant à différentes profondeurs sous la surface de la terre. L'énergie est extraite par forage ou par pompage.

Gigajoule (GJ) – Unité métrique d'énergie utilisée couramment dans le secteur de l'énergie. Un GJ équivaut à 947 817 Btu.

Gigawatt – Unité de puissance électrique équivalant à 1 000 mégawatts.

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

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

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

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

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

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

Centrale d'énergie renouvelable – Énergie produite à l'aide de mécanismes terrestres renouvelables comme le vent, l'énergie géothermique, l'énergie solaire et la biomasse, qui peuvent se régénérer.

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

Technologie supercritique – Technologie de combustion du charbon la plus avancée au Canada qui a recours à une chaudière supercritique, à une turbine à plusieurs étages à haut rendement, à une unité de désulfuration des gaz de charbon (laveur), à un dépoussiéreur à manches et à des brûleurs à faible taux d'émissions d'oxydes d'azote.

Turbine – Dispositif rotatif qui produit de l'énergie mécanique à partir de l'énergie d'un fluide (comme l'eau, la vapeur ou des gaz chauds). Les turbines convertissent l'énergie cinétique des fluides en énergie mécanique selon les principes de l'impulsion et de la réaction ou d'un mélange des deux.

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

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

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



TransAlta Corporation
C.P. 1900, Station «M»
110 - 12th Avenue S.W.
Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

Téléphone

403.267.7110

Site Web

www.transalta.com

Compagnie Trust CIBC Mellon

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 et investisseurs – Demandes de renseignements

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