

## RAPPORT DE GESTION

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

Le présent rapport de gestion doit être lu avec les états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés de TransAlta Corporation aux 31 mars 2010 et 2009 et pour les trimestres terminés à ces dates ainsi qu'avec les états financiers consolidés vérifiés et le rapport de gestion contenus dans notre rapport annuel de 2009. Dans le présent rapport de gestion, à moins d'indication contraire, «nous», «notre», la «société» et «TransAlta» désignent TransAlta Corporation et ses filiales. Les états financiers consolidés ont été préparés selon les principes comptables généralement reconnus («PCGR») du Canada. Les montants de tous les tableaux du rapport de gestion qui suit sont en millions de dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Le présent rapport de gestion est daté du 26 avril 2010. Des renseignements supplémentaires sur TransAlta, y compris sa notice annuelle, se trouvent sur SEDAR à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Les résultats d'exploitation sont présentés sous la forme de résultats consolidés et par secteur d'activité. Nous comptons deux secteurs d'activité : Production et Opérations sur les produits énergétiques<sup>1</sup>. Nos secteurs sont soutenus par un groupe du siège social qui fournit des services financiers, fiscaux et juridiques, des services de trésorerie, des services de réglementation, des services de santé et de sécurité, des services environnementaux et de développement durable, des services de communication, des services de relations avec les gouvernements et les investisseurs, des services de technologie de l'information, des services de gestion du risque, des services de ressources humaines, des services de vérification interne ainsi que d'autres services administratifs.

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

---

1) Au cours des périodes antérieures, notre secteur Opérations sur les produits énergétiques était défini comme étant le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
Disponibilité (%)	91,4	86,4
Production (GWh)	12 914	12 173
Produits	726	756
Marge brute <sup>1</sup>	404	381
Bénéfice d'exploitation <sup>1</sup>	134	85
Bénéfice net	67	42
Résultat net de base et dilué par action	0,31	0,21
Résultat par action aux fins de comparaison <sup>1</sup>	0,31	0,18
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement («BAIIA») <sup>1</sup>	249	212
Flux de trésorerie d'exploitation	174	83
Flux de trésorerie d'exploitation par action <sup>1</sup>	0,79	0,42
Flux de trésorerie disponibles (insuffisance) <sup>1</sup>	56	(64)
Dividendes en espèces déclarés par action	0,29	0,29
	<b>Au</b>	<b>Au</b>
	<b>31 mars</b>	<b>31 décembre</b>
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Total de l'actif	9 707	9 762
Total des passifs financiers à long terme	5 417	5 512

## DISPONIBILITÉ ET PRODUCTION

La disponibilité a augmenté au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 du fait de la diminution des interruptions planifiées aux centrales de Keephills et de Sundance et de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales de Sundance et de Wabamun, contrebalancées partiellement par la hausse des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia et à la centrale de Sheerness.

La production pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 s'est accrue de 741 gigawattheures («GWh») en comparaison de la période correspondante de 2009, ce qui s'explique par la diminution des interruptions planifiées aux centrales de Keephills et de Sundance, la baisse des interruptions non planifiées aux centrales de Sundance et de Wabamun et la hausse des volumes d'énergie éolienne, lesquelles ont été partiellement contrebalancées par l'expiration du contrat à long terme à Saranac et par la conjoncture du marché à Sarnia.

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

## BÉNÉFICE NET

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation du bénéfice net pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 sont présentés ci-après.

	Trimestres terminés les 31 mars
Bénéfice net de 2009	42
Augmentation des marges brutes du secteur Production	24
Diminution des marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques	(1)
Diminution des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	14
Diminution de la dotation aux amortissements	13
Augmentation des intérêts débiteurs, montant net	(15)
Diminution des autres produits	(7)
Diminution des participations sans contrôle	9
Augmentation de la charge d'impôts	(13)
Divers	1
<b>Bénéfice net de 2010</b>	<b>67</b>

Les marges brutes du secteur Production ont progressé au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010 en regard du trimestre correspondant de 2009, par suite de l'augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro Developers, Inc. («Canadian Hydro»), de la diminution des interruptions planifiées aux centrales de Keephills et de Sundance, de la baisse des interruptions non planifiées aux centrales de Sundance et de Wabamun et de la nouvelle entente avec l'Office de l'électricité de l'Ontario («OÉO») pour notre centrale de cogénération de Sarnia, entente qui est entrée en vigueur au troisième trimestre de 2009, partiellement neutralisées par l'expiration du contrat à long terme à Saranac, les taux de change défavorables et l'établissement de prix défavorables.

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, les marges brutes du secteur Opérations sur les produits énergétiques ont reculé par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les possibilités réduites dans la région de l'ouest en raison des changements survenus sur le marché de la Californie et la faiblesse de la demande de la clientèle du fait du recul du prix du marché, ces facteurs ayant été en partie annulés par les positions favorables sur le prix du gaz naturel dans la région de l'est.

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 ont diminué comparativement à ceux de la période correspondante de 2009, surtout à cause du nombre plus bas d'interruptions planifiées et des taux de change favorables, contrebalancés en partie par l'acquisition de Canadian Hydro.

La dotation aux amortissements a diminué pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 en regard de la période correspondante de 2009, par suite de la révision à la baisse de l'estimation des coûts liés à la mise hors service de notre centrale de Wabamun, du rajustement de la durée de vie utile estimative des centrales alimentées au charbon et des actifs miniers ainsi que du fléchissement de la baisse de la production à Saranac, laquelle est amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, contrebalancés en partie par l'augmentation de l'actif.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les intérêts débiteurs nets ont grimpé comparativement à la période correspondante de 2009, en raison surtout de la hausse de la dette.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les participations sans contrôle ont diminué en regard de la période correspondante de 2009, principalement en raison de la baisse du bénéfice découlant de l'expiration du contrat à long terme à Saranac.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la charge d'impôts a augmenté comparativement à la même période en 2009 par suite essentiellement de l'accroissement du bénéfice avant impôts et taxes.

## **FLUX DE TRÉSORERIE**

Les flux de trésorerie d'exploitation pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 se sont améliorés de 91 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009, surtout en raison des variations plus favorables du fonds de roulement.

Les flux de trésorerie disponibles pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 ont progressé de 120 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009, surtout par suite des variations plus favorables du fonds de roulement.

## **ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS**

### **Trimestre terminé le 31 mars 2010**

#### **Mise hors service de la centrale de Wabamun**

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

#### **Placement de billets de premier rang**

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

#### **Summerview 2**

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

#### **Expansion de Kent Hills**

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

## **Modification de la durée de vie utile et économique**

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

Au cours du premier trimestre, la direction a effectué l'examen de ses centrales alimentées au charbon et de ses actifs miniers et a mis à jour la durée de vie utile estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Par conséquent, au cours du trimestre écoulé, l'amortissement a été réduit de 5 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009. L'incidence estimative annuelle de cette modification s'élève à 21 millions de dollars et se reflètera dans la dotation aux amortissements et le coût des ventes.

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

## **ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

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

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

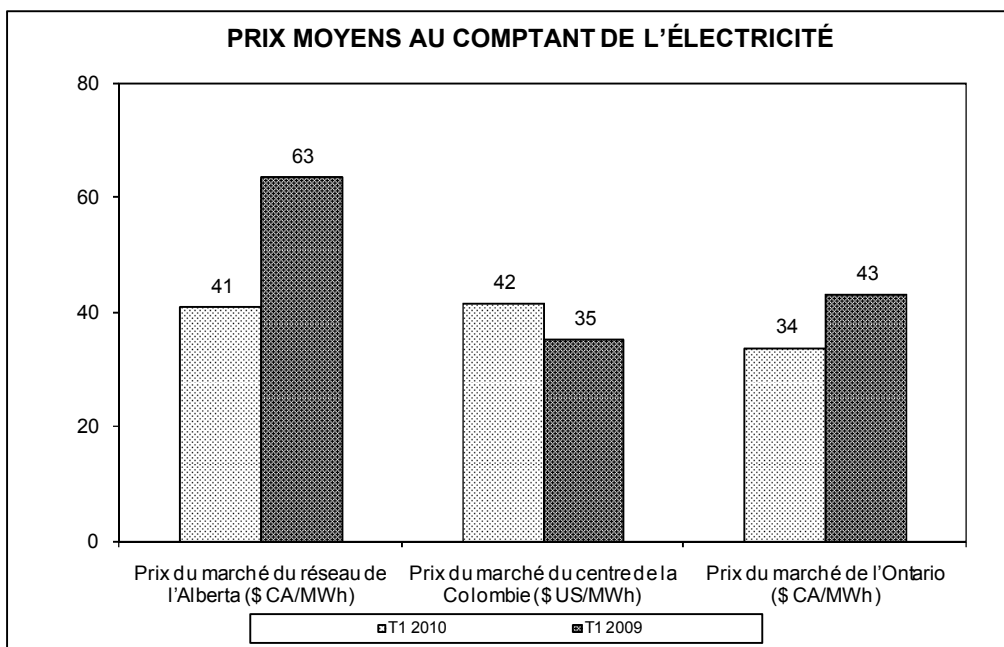
## **CONTEXTE D'AFFAIRES**

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

### **Prix de l'électricité**

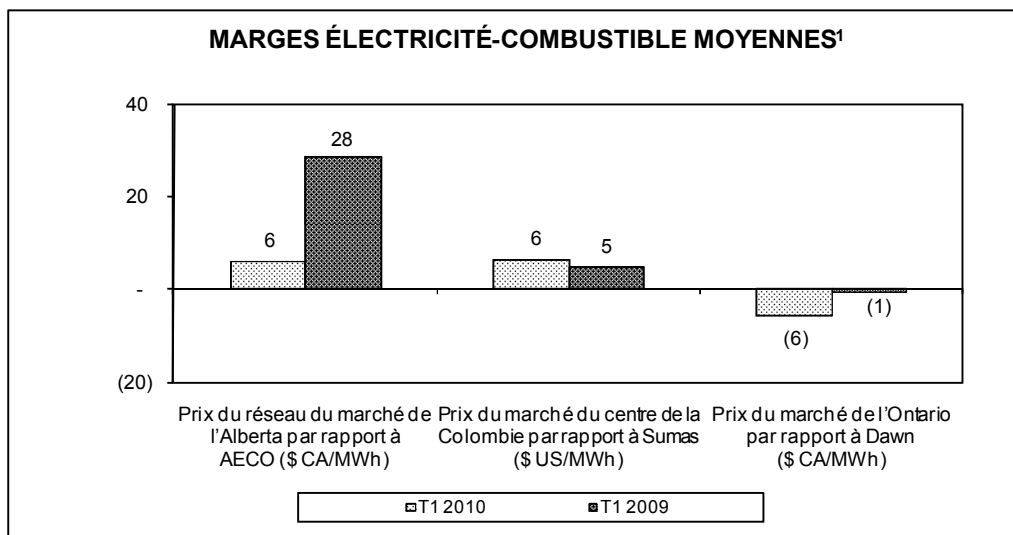
Veillez vous reporter à la rubrique «Contexte d'affaires» du rapport annuel de 2009 pour une analyse détaillée du marché au comptant de l'électricité et de l'incidence des prix de l'électricité sur nos activités et notre stratégie de couverture du risque lié aux variations de ces prix.

Les prix au comptant moyens de l'électricité et les marges électricité-combustible moyennes pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009 dans nos trois principaux marchés sont présentés dans les graphiques suivants.



Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les prix moyens au comptant de l'électricité ont diminué en Alberta en raison de la disponibilité accrue de l'unité alimentée au charbon et de l'approvisionnement supplémentaire dont le marché a bénéficié à la fin de 2009. Les prix en Ontario ont été plus bas du fait de la baisse des prix du gaz naturel provenant de la région et de la faiblesse de la demande. Les prix dans la région du nord-ouest du Pacifique ont grimpé par suite de l'augmentation des prix du gaz naturel provenant de la région et du faible taux d'hydraulicité.

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



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

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les marges électricité-combustible moyennes ont décliné en Alberta par suite de la diminution des prix de l'électricité. En Ontario, la baisse des marges électricité-combustible découlait de la chute plus importante des prix de l'électricité en comparaison de ceux du gaz. Les marges électricité-combustible dans la région du nord-ouest du Pacifique ont progressé légèrement en raison du faible taux d'hydraulicité.

**PRODUCTION** : Ce secteur détient et exploite les centrales hydroélectriques, les centrales éoliennes, les centrales géothermiques, les centrales alimentées à la biomasse, au charbon et au gaz naturel ainsi que les activités minières connexes au Canada, aux États-Unis et en Australie. Les produits du secteur Production sont tirés de la disponibilité et de la production d'électricité et de vapeur ainsi que de services accessoires, comme le soutien du réseau (voir l'analyse détaillée des quatre sources de revenus dans notre rapport annuel de 2009). Au cours du premier trimestre de 2010, l'exploitation commerciale a démarré à Summerview 2, un projet d'expansion de 66 MW de notre parc éolien de Summerview dans le sud de l'Alberta. Au 31 mars 2010, le secteur Production affichait une capacité<sup>1</sup> de production brute en exploitation de 9 265 MW (participation nette de 8 841 MW) et une capacité de production nette de 412 MW en construction. Pour une liste complète de nos actifs de production et de nos régions d'exploitation, voir la rubrique «Tableau récapitulatif des centrales» dans notre rapport annuel de 2009.

Les résultats du secteur Production sont comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars	2010		2009	
	Total	Par MWh installé	Total	Par MWh installé
Produits	712	35,58	741	40,92
Combustible et achats d'électricité	322	16,09	375	20,71
Marge brute	390	19,49	366	20,21
Exploitation, entretien et administration	138	6,90	146	8,06
Amortissement	99	4,94	111	6,13
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	0,30	5	0,28
Répartition des coûts intersectoriels	1	0,05	8	0,44
Charges d'exploitation	244	12,19	270	14,91
Bénéfice d'exploitation	146	7,30	96	5,30
Capacité installée (GWh)	20 010		18 107	
Production (GWh)	12 914		12 173	
Disponibilité (%)	91,4		86,4	

### Production et marges brutes

Les volumes de production, les produits tirés de la production d'électricité et de vapeur et les coûts du combustible et des achats d'électricité du secteur Production d'après les régions géographiques sont comme suit.

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

Trimestre terminé le 31 mars 2010	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Charbon	6 823	8 178	199	62	137	24,33	7,58	16,75
Gaz	1 001	1 159	58	25	33	50,04	21,57	28,47
Énergies renouvelables	605	2 744	32	2	30	11,66	0,73	10,93
<b>Total – Ouest du Canada</b>	<b>8 429</b>	<b>12 081</b>	<b>289</b>	<b>89</b>	<b>200</b>	<b>23,92</b>	<b>7,37</b>	<b>16,55</b>
Gaz	797	1 620	112	61	51	69,14	37,65	31,49
Énergies renouvelables	334	1 310	31	-	31	23,66	-	23,66
<b>Total – Est du Canada</b>	<b>1 131</b>	<b>2 930</b>	<b>143</b>	<b>61</b>	<b>82</b>	<b>48,81</b>	<b>20,82</b>	<b>27,99</b>
Charbon	2 579	2 972	226	154	72	76,04	51,82	24,22
Gaz	502	1 660	32	17	15	19,28	10,24	9,04
Énergies renouvelables	273	367	22	1	21	59,95	2,72	57,23
<b>Total – International</b>	<b>3 354</b>	<b>4 999</b>	<b>280</b>	<b>172</b>	<b>108</b>	<b>56,01</b>	<b>34,41</b>	<b>21,60</b>
	<b>12 914</b>	<b>20 010</b>	<b>712</b>	<b>322</b>	<b>390</b>	<b>35,58</b>	<b>16,09</b>	<b>19,49</b>

Trimestre terminé le 31 mars 2009	Production (GWh)	Installé (GWh)	Produits	Combustible et achats d'électricité	Marge brute	Produits par MWh installé	Combustible et achats d'électricité par MWh installé	Marge brute par MWh installé
Charbon	5 936	8 064	176	76	100	21,83	9,42	12,41
Gaz	1 094	1 159	65	28	37	56,08	24,16	31,92
Énergies renouvelables	500	2 057	32	1	31	15,56	0,49	15,07
<b>Total – Ouest du Canada</b>	<b>7 530</b>	<b>11 280</b>	<b>273</b>	<b>105</b>	<b>168</b>	<b>24,20</b>	<b>9,31</b>	<b>14,89</b>
Gaz	938	1 620	114	73	41	70,37	45,06	25,31
Énergies renouvelables	55	207	4	-	4	19,32	-	19,32
<b>Total – Est du Canada</b>	<b>993</b>	<b>1 827</b>	<b>118</b>	<b>73</b>	<b>45</b>	<b>64,59</b>	<b>39,96</b>	<b>24,63</b>
Charbon	2 656	2 973	250	167	83	84,09	56,17	27,92
Gaz	679	1 660	67	24	43	40,36	14,46	25,91
Énergies renouvelables	315	367	33	6	27	89,92	16,35	73,57
<b>Total – International</b>	<b>3 650</b>	<b>5 000</b>	<b>350</b>	<b>197</b>	<b>153</b>	<b>70,00</b>	<b>39,40</b>	<b>30,60</b>
	<b>12 173</b>	<b>18 107</b>	<b>741</b>	<b>375</b>	<b>366</b>	<b>40,92</b>	<b>20,71</b>	<b>20,21</b>

### Ouest du Canada

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

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 sont présentés ci-après.



Trimestres terminés les 31 mars

	(GWh)
<b>Production de 2009</b>	<b>7 530</b>
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills	403
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance	274
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance	203
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Wabamun	56
Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	114
Augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	106
Hausse des volumes des centrales alimentées à la biomasse	32
Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel	(94)
Baisse de la demande de la clientèle des CAÉ	(89)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness	(50)
Baisse des valeurs d'hydroélectricité	(35)
Divers	(21)
<b>Production de 2010</b>	<b>8 429</b>

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 sont présentés ci-après.

	Trimestres terminés les 31 mars
<b>Marge brute de 2009</b>	<b>168</b>
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Keephills	25
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Sundance	17
Baisse des interruptions planifiées à la centrale de Sundance	13
Hausse des volumes marchands attribuable à l'accroissement de la capacité nominale de l'unité 5 de la centrale de Sundance	5
Augmentation des volumes d'énergie éolienne attribuable principalement à l'acquisition de Canadian Hydro	3
Hausse des volumes des centrales alimentées à la biomasse	3
Baisse des interruptions non planifiées à la centrale de Wabamun	2
Établissement de prix défavorables	(15)
Augmentation des coûts du charbon	(6)
Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel	(6)
Baisse des volumes et des prix d'hydroélectricité	(5)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale de Sheerness	(4)
<b>Marge brute de 2010</b>	<b>200</b>

### Est du Canada

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

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la production a augmenté de 138 GWh en raison surtout de la hausse des volumes d'énergie éolienne attribuable à l'acquisition de Canadian Hydro, contrebalancée en partie par la conjoncture du marché à Sarnia.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la marge brute s'est accrue de 37 millions de dollars en raison de la hausse des volumes d'énergie éolienne par suite de l'acquisition de Canadian Hydro et de la nouvelle entente conclue avec l'OÉO pour notre centrale de cogénération de Sarnia, qui est entrée en vigueur au troisième trimestre de 2009.

## International

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

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la production pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 sont présentés ci-après.

	Trimestres terminés les 31 mars (GWh)
Production de 2009	3 650
Expiration du contrat à Saranac	(143)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(78)
Baisse de la production des centrales géothermiques	(40)
Baisse de la production des centrales alimentées au gaz naturel	(34)
Divers	(1)
<b>Production de 2010</b>	<b>3 354</b>

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la marge brute pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 sont présentés ci-après.

	Trimestres terminés les 31 mars
Marge brute de 2009	153
Expiration du contrat à Saranac	(23)
Taux de change défavorables	(18)
Établissement de prix défavorables	(2)
Augmentation des interruptions non planifiées à la centrale thermique de Centralia	(2)
<b>Marge brute de 2010</b>	<b>108</b>

Le contrat à long terme conclu entre notre centrale de Saranac et la New York State Electric and Gas a expiré en juin 2009. La centrale est maintenant exploitée en vertu d'un contrat combinant la capacité et l'acheminement aux marchands. Comme la centrale est amortie selon la méthode proportionnelle au rendement, la dotation aux amortissements a fait l'objet d'une diminution correspondante de 8 millions de dollars en raison de ce niveau de production plus faible pour le trimestre terminé le 31 mars 2010. De plus, comme une partie de la centrale est détenue par un tiers, le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle a également baissé. L'incidence de l'expiration de ce contrat sur le bénéfice net avant impôts et taxes correspond à une diminution d'environ 3 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010.

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 ont reculé comparativement à la période correspondante de 2009, surtout en raison du moins grand nombre d'interruptions planifiées et des taux de change favorables, en partie contrebalancés par l'acquisition de Canadian Hydro.

## Dotations aux amortissements

Les principaux facteurs qui ont contribué à la variation de la dotation aux amortissements pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 sont présentés ci-après.

Trimestres terminés les 31 mars

Dotation aux amortissements de 2009	111
Réduction des coûts de mise hors service à la centrale de Wabamun	(14)
Expiration du contrat à long terme à Saranac	(8)
Taux de change favorables	(6)
Variation de la durée de vie utile	(5)
Augmentation des actifs	20
Divers	1
<b>Dotation aux amortissements de 2010</b>	<b>99</b>

**OPÉRATIONS SUR LES PRODUITS ÉNERGÉTIQUES :** *Ce secteur tire ses produits et son bénéfice du commerce de gros de l'électricité et de la négociation de contrats sur produits de base et d'instruments dérivés liés à l'énergie. L'atteinte des marges brutes tout en demeurant dans les limites de la valeur à risque («VaR») est une mesure clé des activités de négociation du secteur Opérations sur les produits énergétiques.*

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

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

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
Marge brute	14	15
Exploitation, entretien et administration	4	6
Amortissement	-	1
Recouvrement des coûts intersectoriels	(1)	(8)
Charges d'exploitation	3	(1)
Bénéfice d'exploitation	11	16

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la marge brute a fléchi en comparaison de la période correspondante de 2009, en raison de la réduction des possibilités dans la région de l'ouest attribuable aux changements survenus sur le marché de la Californie et de la baisse de la demande de la clientèle par suite des prix du marché plus faibles, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par les positions directionnelles adéquates sur les prix du gaz naturel établis dans la région de l'est.

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été comparables à ceux de la période correspondante de 2009.

Le montant du recouvrement des coûts intersectoriels pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 a diminué, en raison des coûts de soutien recouverts antérieurement dans les frais intersectoriels attribués directement au secteur Production en 2010.

## INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
Intérêts sur la dette	57	43
Intérêts créditeurs	-	(2)
Intérêt capitalisé	(9)	(8)
<b>Intérêts débiteurs nets</b>	<b>48</b>	<b>33</b>

La variation des intérêts débiteurs nets pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 par rapport à la période correspondante de 2009 est illustrée ci-après :

	Trimestres terminés les 31 mars
Intérêts débiteurs nets de 2009	33
Hausse de la dette à long terme	21
Baisse des intérêts créditeurs	2
Taux de change favorables	(5)
Baisse des taux d'intérêt	(2)
Hausse de l'intérêt capitalisé	(1)
<b>Intérêts débiteurs nets de 2010</b>	<b>48</b>

## AUTRES PRODUITS

Au cours du premier trimestre de 2009, nous avons réglé un différend commercial en suspens lié au placement que nous détenions auparavant au Mexique et constaté un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars dans les autres produits.

## PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Le bénéfice attribuable aux participations sans contrôle pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 a reculé de 9 millions de dollars en raison surtout de la diminution du bénéfice de CE Generation, LLC («CE Gen») qui s'explique par l'expiration du contrat à long terme à notre centrale de Saranac.

## IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
Bénéfice avant impôts sur les bénéfices	84	46
Autres produits	-	7
Bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les autres produits	84	39
Charge d'impôts	17	4
Taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les autres produits (%)	20	10

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la charge d'impôts a augmenté comparativement à la même période en 2009, en raison principalement de la hausse du bénéfice avant impôts et taxes.

Le taux d'imposition effectif sur le bénéfice avant les impôts sur les bénéfices et les autres produits a grimpé pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, en comparaison de la période correspondante de 2009, en raison surtout d'une variation du bénéfice avant impôts et taxes et de certaines déductions qui ne fluctuent pas avec le bénéfice.

## SITUATION FINANCIÈRE

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

	Augmentation/ (diminution)	Principaux facteurs expliquant le changement
Débiteurs	(110)	Calendrier des encaissements des montants dus par les clients et diminution des produits
Actifs de gestion du risque (à court et à long terme)	151	Variations des prix
Immobilisations corporelles, montant net	(42)	Dotation aux amortissements et change, en partie contrebalancés par les acquisitions d'immobilisations
Créditeurs et charges à payer	(132)	Calendrier des paiements et diminution des dépenses d'exploitation et des dépenses en immobilisations
Garanties reçues	76	Garanties recueillies auprès des contreparties liées à leurs obligations par suite d'une variation des prix à terme
Dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(94)	Remboursement de la dette à long terme et taux de change favorables
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations (y compris la tranche échéant à moins d'un an)	(26)	Rajustement des coûts estimatifs de mise hors service de la centrale de Wabamun et change
Passifs d'impôts futurs nets (y compris les tranches échéant à moins d'un an)	67	Incidence fiscale sur l'augmentation des actifs nets de gestion du risque
Capitaux propres	101	Bénéfice net et variations des autres éléments du résultat étendu, contrebalancés en partie par les dividendes déclarés

## INSTRUMENTS FINANCIERS

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

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

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

l'actualisation. Par conséquent, ces contrats sont classés dans le niveau III et sont conclus à un prix donné avec des contreparties solvables.

Au 31 mars 2010, les instruments financiers de niveau III avaient une valeur comptable du passif net de 17 millions de dollars (26 millions de dollars au 31 décembre 2009).

## ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Le tableau suivant présente les variations importantes dans les états des flux de trésorerie consolidés pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 par rapport au trimestre terminé le 31 mars 2009 :

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009	Principaux facteurs expliquant le changement
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période	82	50	
Flux de trésorerie liés aux :			
Activités d'exploitation	174	83	Variations favorables du fonds de roulement de 92 millions de dollars.
Activités d'investissement	(53)	63	Diminution du montant des garanties reçues des contreparties de 112 millions de dollars.
Activités de financement	(118)	(148)	Produit de l'émission de billets de premier rang de 301 millions de dollars, partiellement neutralisé par une augmentation du montant du remboursement au titre des facilités de crédit de 251 millions de dollars et une hausse des pertes réalisées sur les instruments financiers de 17 millions de dollars.
Conversion des liquidités en devises	(1)	1	
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	84	49	

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

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

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

### Dette

La dette avec et sans recours a totalisé 4,3 milliards de dollars au 31 mars 2010 comparativement à 4,4 milliards de dollars au 31 décembre 2009. Le total de la dette a diminué depuis le 31 décembre 2009 du fait essentiellement du remboursement de nos facilités de crédit et des taux de change favorables.

## **Facilités de crédit**

Nous avons un total de facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars, dont un montant de 1,1 milliard de dollars disponible au 31 mars 2010, soumises aux modalités d'emprunt habituelles. Le crédit utilisé en vertu de ces facilités s'élevait à 1,0 milliard de dollars, ce qui correspondait à des retraits réels de 0,7 milliard de dollars et à des lettres de crédit de 0,3 milliard de dollars. Ces facilités comprennent une facilité bancaire consortiale consentie de 1,5 milliard de dollars, qui vient à échéance en 2012, le solde comprenant des facilités de crédit bilatérales qui viennent à échéance entre 2011 et 2013. Nous prévoyons renouveler ces facilités, selon des modalités commerciales raisonnables, avant leur échéance.

## **Capital social**

Le 26 avril 2010, nous avons 218,8 millions d'actions ordinaires en circulation.

Au 31 mars 2010, nous avons 218,6 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, 0,2 million d'actions ordinaires (0,2 million d'actions ordinaires au 31 mars 2009) ont été émises pour un produit de 1 million de dollars (néant au 31 mars 2009).

Au cours des trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

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

## **Contrats de garantie**

Nous sommes tenus d'émettre des lettres de crédit et des garanties au comptant afin de garantir les obligations éventuelles à l'égard de certaines parties, y compris celles liées aux obligations environnementales, aux opérations sur les produits énergétiques, aux activités de couverture et aux obligations d'achat. Au 31 mars 2010, nous avons consenti des lettres de crédit totalisant 341 millions de dollars (334 millions de dollars au 31 décembre 2009) et des garanties au comptant de 32 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2009). Ces lettres de crédit et garanties au comptant garantissent certains montants compris dans nos bilans consolidés aux postes Passifs de gestion du risque et Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations.

## **CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENT**

### **Canada**

Le 31 janvier 2010, le gouvernement du Canada a annoncé sa cible de réduction des émissions de GES de 17 % par rapport aux niveaux de 2005 visée pour 2020 au Canada. Cependant, le gouvernement fédéral n'a pas encore mis en place un cadre ou des règles lui permettant d'atteindre cet objectif. Pour le moment, il semble que les détails et le calendrier du programme canadien dépendront des mesures et de l'orientation que prendront les États-Unis.

Par ailleurs, le gouvernement du Canada a annoncé son intention d'élaborer de nouvelles exigences canadiennes pour les polluants atmosphériques comme le dioxyde de soufre, l'oxyde d'azote et le mercure. Les consultations avec les parties prenantes, y compris les intervenants de l'industrie, les gouvernements provinciaux et fédéral et des organismes à vocation environnementale, sont en cours. À l'heure actuelle, aucune date n'a été déterminée quant à la rédaction définitive et à la mise en œuvre des recommandations.

## **États-Unis**

Aux États-Unis, des efforts ont été sans cesse déployés au cours de la dernière année en vue de la rédaction d'un avant-projet de loi sur les changements climatiques au Sénat. À ce jour, aucun de ces efforts législatifs n'a permis de progresser, et il semble de moins en moins possible que la loi soit adoptée en 2010.

De son côté, l'Environmental Protection Agency («EPA») des États-Unis a emprunté une autre voie pour réglementer les émissions de GES en vertu de la loi intitulée *Clean Air Act*. Le 29 mars 2010, l'EPA a fait part de son intention de mettre en place un mécanisme réglementaire et des exigences en matière de permis d'émission de GES par des sources fixes importantes en janvier 2011. Il n'a pas établi clairement si les centrales existantes seront tenues de réduire leurs émissions à cette date.

En 2009, la gouverneure de l'État de Washington, M<sup>me</sup> Gregoire, a signé un décret qui décrit le programme de l'État en matière de changements climatiques liés aux émissions de GES. Le décret de la gouverneure comprend une directive au State Department of Ecology lui recommandant de collaborer avec nous en vue de l'application, d'ici 2025, de la norme de rendement de l'État en matière d'émissions de GES découlant de la production d'énergie à la centrale thermique de Centralia. En vertu de cette norme, les émissions devront être réduites d'environ 0,5 tonne/MWh, soit près de la moitié des émissions actuelles de la centrale thermique de Centralia. Par suite de ce décret, nous avons conclu un protocole d'entente avec la gouverneure Gregoire le 26 avril 2010.

Les récentes modifications apportées à la réglementation environnementale sont susceptibles d'avoir un effet défavorable important sur notre société. Comme il est mentionné à la rubrique «Facteurs de risque» de notre notice annuelle, bon nombre de nos activités et de nos biens sont assujettis à des exigences environnementales ainsi qu'aux modifications apportées à ces exigences ou aux responsabilités en découlant, lesquelles pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos résultats financiers consolidés.

## **PERSPECTIVES POUR 2010**

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

### **Contexte d'affaires**

#### **Prix de l'électricité**

D'ici la fin de 2010, les prix de l'électricité devraient demeurer aux niveaux de 2009 ou légèrement au-dessus en raison de l'influence des bas prix du gaz naturel et de la croissance minimale de la demande. Dans le marché de l'Alberta, les facteurs fondamentaux du marché à plus long terme demeurent solides, et la récupération des sables bitumineux devrait stimuler la croissance de la demande. Dans la région du nord-ouest du Pacifique, le relèvement des prix de l'électricité dépendra dans une large mesure de celui des prix du gaz naturel. Les prix du gaz naturel devraient demeurer bas jusqu'en 2011.



## **Législation environnementale**

L'état d'élaboration des règlements sur les émissions demeure fluide au Canada comme aux États-Unis. Le Canada a annoncé son intention de coordonner le calendrier et la structure de son cadre réglementaire avec les États-Unis. Aux États-Unis, il n'est pas clair si la législation sur les changements climatiques aura préséance sur la réglementation devant être mise en application par l'EPA. Chacune de ces issues peut engendrer des résultats extrêmement différents pour le secteur de l'énergie aux États-Unis et, indirectement, pour l'approche réglementaire du Canada.

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

## **Environnement économique**

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

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.

## ***Exploitation***

### **Capacité, production et disponibilité**

La capacité de production devrait diminuer pour le reste de 2010 en raison surtout de la mise hors service de notre centrale de Wabamun, compensée en partie par la mise en service de Kent Hills 2. La production globale pour 2010 devrait progresser en raison de la baisse des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble de nos centrales et de l'acquisition de Canadian Hydro. Même si les volumes d'énergie éolienne ont été inférieurs de 30 % aux prévisions pendant le premier trimestre, nous devrions récupérer une partie de ce déficit d'ici la fin de l'exercice. La disponibilité pour 2010 devrait augmenter du fait de la diminution des interruptions planifiées et non planifiées dans l'ensemble de nos centrales, et la disponibilité globale pour 2010 devrait être d'environ 90 %.

### **Couverture du prix des produits de base**

Puisque nous avons recours aux CAÉ de l'Alberta, à des contrats à long terme ainsi qu'à d'autres contrats prévoyant la livraison et contrats sur instruments financiers à court terme, en moyenne environ 75 % de notre capacité est liée à des contrats pour les sept prochains exercices. En ce qui a trait à l'ensemble du portefeuille, nous visons à ce que 90 % de notre capacité soit liée à des contrats pour l'exercice qui vient. Ce pourcentage sera ramené à 70 % au cours du quatrième exercice. À la fin du premier trimestre, environ 90 % de notre capacité de 2010 était assujettie à des contrats. En 2010, le prix moyen de nos contrats prévoyant la livraison et de nos contrats sur instruments financiers à court terme se situe dans une fourchette de 60 \$ à 65 \$ le mégawattheure («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 coûts de l'enlèvement accru de morts-terrains, de l'inflation, des dépenses en immobilisations et des prix des produits de base. L'application de la méthode du coût standard permet de réduire au minimum les fluctuations saisonnières des coûts du charbon de nos mines de l'Alberta. Les coûts du charbon pour 2010, selon la méthode du coût standard, devraient augmenter de 5 % à 10 % par rapport à l'exercice précédent, du fait de l'amortissement accru découlant des dépenses en immobilisations liées aux mines et de la hausse du coût du diesel.

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

Nous acquérons du gaz naturel auprès de sociétés externes parallèlement à la production, ou auprès de notre clientèle, atténuant ainsi notre risque lié à la variation des prix. Le succès continu de la production de gaz non classique en Amérique du Nord devrait réduire la volatilité annuelle des prix dans l'avenir et pourrait accroître les possibilités de couvrir le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel au moyen de contrats à plus long terme.

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

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

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh de capacité installée varient d'un trimestre à l'autre et selon le calendrier et la nature des activités d'entretien. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2010 devraient demeurer stables par rapport à 2009, car les frais liés à Canadian Hydro devraient être compensés par la baisse des travaux d'entretien planifiés, les synergies opérationnelles et des mesures d'accroissement de la productivité. Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration par MWh installé pour 2010 devraient fléchir surtout en raison d'une baisse des travaux d'entretien planifié et d'une augmentation de la capacité installée du fait de l'acquisition de Canadian Hydro.

## **Opérations sur les produits énergétiques**

Le bénéfice provenant de notre secteur Opérations sur les produits énergétiques est touché par les prix sur le marché, les positions adoptées et la durée de ces positions. Nous surveillons constamment le marché et notre exposition afin de maximiser le bénéfice, tout en maintenant un profil de risque acceptable. Pour 2010, notre objectif pour le secteur Opérations sur les produits énergétiques est une contribution à la marge brute variant entre 50 millions de dollars et 70 millions de dollars.

## **Exposition aux fluctuations des taux de change**

Notre stratégie consiste à réduire au minimum l'incidence des fluctuations du dollar canadien par rapport au dollar américain en contrebalançant les actifs libellés en devises avec des passifs libellés en devises et des contrats de change. Nous avons également des charges libellées en devises, y compris des intérêts débiteurs, qui contrebalancent dans une large mesure notre bénéfice net libellé en devises.

### **Intérêts débiteurs nets**

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

### **Situation de trésorerie et sources de financement**

L'accroissement éventuel de la volatilité sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel, ou l'augmentation des activités de négociation sur le marché, pourrait engendrer un besoin de liquidités supplémentaires. Afin d'atténuer ce risque d'illiquidité, nous prévoyons maintenir des facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars, et nous surveillerons nos expositions et obligations afin de nous assurer de disposer de liquidités suffisantes pour satisfaire nos besoins.

### **Estimations comptables**

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

### **Impôts sur les bénéfices**

Le taux d'imposition effectif pour 2010 devrait se situer entre 20 % et 25 % environ.

### ***Dépenses en immobilisations***

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

### **Dépenses en immobilisations de croissance**

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

Projet	Total des projets		2010		Date d'achèvement prévue	Détails
	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>	Dépenses estimées	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>		
Keephills 3	988	768	225 - 245	61	T2 2011	Centrale supercritique alimentée au charbon de 450 MW (participation nette de 225 MW) et dépenses en immobilisations liées aux mines connexes en partenariat avec Capital Power
Summerview 2	123	116	15 - 25	10	Début de l'exploitation commerciale au T1 2010	Expansion du parc éolien de 66 MW de Summerview dans le sud de l'Alberta
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 1 de la centrale de Keephills	34	2	5 - 10	1	T4 2011	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Accroissement de la capacité nominale de l'unité 2 de la centrale de Keephills	34	2	0 - 5	1	T4 2012	Accroissement de la capacité nominale de 23 MW à notre centrale de Keephills
Ardenville	135	29	95 - 105	2	T1 2011	Parc éolien de 69 MW dans le sud de l'Alberta
Bone Creek	48	6	40 - 45	2	T1 2011	Centrale hydroélectrique de 18 MW en Colombie-Britannique
Kent Hills 2	100	18	80 - 85	-	T4 2010	Expansion de 54 MW de notre parc éolien au Nouveau-Brunswick
<b>Total de la croissance</b>	<b>1 462</b>	<b>941</b>	<b>460 - 520</b>	<b>77</b>		

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

#### Dépenses en immobilisations de maintien

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

Catégorie	Description	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>
Dépenses en immobilisations courantes	Dépenses visant à maintenir notre capacité de production existante	120 - 140	24
Dépenses en immobilisations liées à la productivité	Projets visant à améliorer l'efficacité de la production d'électricité	10 - 15	3
Matériel minier et achats de terrains	Dépenses liées au matériel minier et à l'achat de terrains	25 - 30	-
Entretien planifié	Entretien important planifié périodique	140 - 155	18
<b>Total des dépenses en immobilisations de maintien</b>		<b>295 - 340</b>	<b>45</b>

1) Montants engagés au 31 mars 2010.

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

	Charbon	Gaz	Énergies renouvelables	Dépenses prévues	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>
Capitalisées	70 - 75	45 - 50	25 - 30	140 - 155	18
Passées en charges	60 - 65	0 - 5	-	60 - 70	9
	130 - 140	45 - 55	25 - 30	200 - 225	27

	Charbon	Gaz	Énergies renouvelables	Total	Dépenses à ce jour <sup>1</sup>
GWh perdus	1 770 - 1 780	360 - 370	-	2 130 - 2 150	121

## Financement

Le financement de ces dépenses en immobilisations devrait provenir des flux de trésorerie d'exploitation, de la capacité d'emprunt actuelle et des marchés financiers. Les fonds requis aux fins des projets de croissance et de maintien ne devraient pas être touchés par l'environnement économique actuel en raison de nos flux de trésorerie qui reposent en grande partie sur des contrats, de notre solide situation financière et du montant du capital dont nous disposons en vertu de nos facilités de crédit consenties existantes.

## OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 31 mars 2010, TAGP avait reçu 55 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour des livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon lorsque TAGP commencera à livrer du charbon dans le cadre de la mise en service des activités.

CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. La valeur totale de ces contrats s'établit à 3 millions de dollars américains pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2010 (3 millions de dollars américains au 31 décembre 2009).

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

1) Montants engagés au 31 mars 2010.

## MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

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

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

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

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

D'après les travaux à ce jour, notre point de vue est que, bien que les IFRS utilisent un cadre conceptuel semblable à celui des PCGR du Canada et aient de nombreuses similitudes avec les PCGR du Canada, il y a plusieurs différences importantes dans les conventions comptables sur lesquelles nous devons nous pencher. Nous nous attendons à ce que la majeure partie des différences nous concernant touchent les éléments suivants :

- Les informations additionnelles effectuant un rapprochement des modifications dans les catégories individuelles des immobilisations corporelles et de l'amortissement cumulé;
- Les coûts liés à des activités d'inspection importantes actuellement passés en charges seront comptabilisés comme faisant partie de la valeur comptable des immobilisations corporelles et amortis sur la période jusqu'à la prochaine inspection importante;
- L'autorisation pour une entité de comptabiliser au 1<sup>er</sup> janvier 2010 tous les gains et pertes actuariels et transitoires liés aux avantages sociaux futurs dans les bénéfices non répartis, les gains et pertes actuariels ultérieurs étant constatés dans les autres éléments du résultat étendu;
- Certains contrats à long terme étant considérés comme des contrats de location-financement, il en résulte que les immobilisations corporelles connexes sont retirées des bilans consolidés et remplacées par des créances à long terme représentant la valeur actualisée des versements au titre des locations à recevoir sur la durée de vie du contrat. Les

versements reçus en vertu du contrat sont comptabilisés dans les produits et les intérêts créditeurs, en tenant compte du taux d'intérêt et de la durée du contrat.

Tout en mettant en œuvre la double présentation de l'information en 2010, nous continuons d'évaluer les options transitoires offertes en vertu de la norme IFRS 1, *Première adoption des Normes internationales d'information financière*, ainsi que les conventions comptables à long terme les plus appropriées disponibles en vertu des IFRS.

En 2010, l'International Accounting Standards Board («IASB») devrait publier une nouvelle ligne directrice sur la comptabilisation des coentreprises. En vertu de l'exposé-sondage publié, certaines coentreprises ne peuvent pas être consolidées proportionnellement et doivent donc être comptabilisées à titre de placement comptabilisé à la valeur de consolidation au bilan, et le bénéfice net ou la perte nette connexe de ces coentreprises doit être constaté à titre de quote-part du bénéfice à l'état des résultats.

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

#### **MESURES NON CONFORMES AUX PCGR**

Nous évaluons notre rendement et le rendement de nos secteurs d'activité selon diverses mesures. Les mesures qui sont analysées ci-après ne sont pas définies selon les PCGR du Canada et, par conséquent, ne doivent pas être considérées isolément ou comme des mesures de remplacement du bénéfice net ou des flux de trésorerie d'exploitation ou comme des mesures plus efficaces que le bénéfice net ou les flux de trésorerie d'exploitation, ainsi qu'ils sont calculés selon les PCGR du Canada, aux fins de l'évaluation de notre rendement financier ou de notre situation de trésorerie. Ces mesures ne sont pas nécessairement comparables aux mesures intitulées de façon similaire par d'autres sociétés.

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

## Rapprochement du bénéfice net

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
<b>Produits</b>	<b>726</b>	756
Combustible et achats d'électricité	322	375
<b>Marge brute</b>	<b>404</b>	381
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	160	174
Amortissement	104	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	5
<b>Charges d'exploitation</b>	<b>270</b>	296
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>134</b>	85
Gain de change	3	1
Intérêts débiteurs nets	(48)	(33)
Autres produits	-	7
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>89</b>	60
Participations sans contrôle	5	14
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>84</b>	46
Charge d'impôts	17	4
<b>Bénéfice net</b>	<b>67</b>	42

## Bénéfice aux fins de comparaison

La présentation du bénéfice aux fins de comparaison d'une période à l'autre permet à la direction et aux investisseurs d'en évaluer la tendance plus facilement par rapport aux résultats des périodes antérieures. Pour calculer le résultat par action aux fins de comparaison, on utilise le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Dans le calcul du bénéfice aux fins de comparaison pour 2009, nous excluons le règlement d'un papier commercial en souffrance qui avait trait au placement au Mexique que nous détenions précédemment et qui a été comptabilisé au poste Autres produits. La variation de la durée de certaines composantes de la centrale thermique de Centralia a aussi été exclue du calcul du bénéfice aux fins de comparaison en 2009, puisqu'elle est liée à la cessation des activités d'extraction minière à la mine de charbon de Centralia et à la consommation de charbon fourni uniquement par des tiers.

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
<b>Bénéfice net</b>	<b>67</b>	42
Règlement d'un différend commercial, déduction faite des impôts et taxes	-	(7)
Modification de la durée de vie de composantes de Centralia, déduction faite des impôts et taxes	-	1
<b>Bénéfice aux fins de comparaison</b>	<b>67</b>	36
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période	219	198
<b>Résultat par action aux fins de comparaison</b>	<b>0,31</b>	0,18



## BAIIA

La présentation du BAIIA d'une période à l'autre fournit à la direction et aux investisseurs des indications sur le montant des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation avant les intérêts débiteurs nets, les participations sans contrôle, les impôts sur les bénéfices et les ajustements du fonds de roulement.

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
Bénéfice d'exploitation	134	85
Obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, selon les états des flux de trésorerie consolidés	5	6
Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés <sup>1</sup>	110	121
<b>BAIIA</b>	<b>249</b>	<b>212</b>

### Flux de trésorerie d'exploitation par action

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
Flux de trésorerie d'exploitation	174	83
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant la période	219	198
<b>Flux de trésorerie d'exploitation par action</b>	<b>0,79</b>	<b>0,42</b>

### Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)

Les flux de trésorerie disponibles représentent les liquidités générées par notre entreprise et dont nous disposons pour investir dans des projets de croissance, effectuer les remboursements de capital prévus de la dette avec recours, verser des dividendes sur actions ordinaires additionnels ou racheter des actions ordinaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 représentent le total des acquisitions d'immobilisations corporelles d'après les états des flux de trésorerie consolidés, moins 81 millions de dollars (77 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) investis dans des projets de croissance. Pour le trimestre correspondant de 2009, nous avons investi 62 millions de dollars (57 millions de dollars, déduction faite des apports de coentreprises) dans des projets de croissance.

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

Trimestres terminés les 31 mars	2010	2009
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>174</b>	<b>83</b>
Ajouter (déduire) :		
Dépenses en immobilisations de maintien	(45)	(69)
Dividendes sur actions ordinaires	(59)	(54)
Distributions aux détenteurs de participations sans contrôle des filiales	(14)	(16)
Remboursements de la dette sans recours <sup>2</sup>	-	(1)
Autres produits	-	(7)
<b>Flux de trésorerie disponibles (insuffisance)</b>	<b>56</b>	<b>(64)</b>

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

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

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

## PRINCIPALES INFORMATIONS TRIMESTRIELLES

	T2 2009	T3 2009	T4 2009	T1 2010
Produits	585	666	763	<b>726</b>
Bénéfice net (perte nette)	(6)	66	79	<b>67</b>
Résultat de base et dilué par action ordinaire	(0,03)	0,34	0,37	<b>0,31</b>
Résultat par action ordinaire aux fins de comparaison	(0,03)	0,34	0,40	<b>0,31</b>

	T2 2008	T3 2008	T4 2008	T1 2009
Produits	708	791	808	756
Bénéfice net	47	61	94	42
Résultat de base et dilué par action ordinaire	0,24	0,31	0,47	0,21
Résultat par action ordinaire aux fins de comparaison	0,25	0,32	0,40	0,18

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

## CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

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

Pour la période couverte par ce rapport, le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a fait l'objet d'aucune modification ayant eu une incidence importante ou pouvant raisonnablement avoir une incidence importante sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière. En se fondant sur l'évaluation ci-dessus, notre chef de la direction et notre chef des finances ont conclu que, au 31 mars 2010, fin de la période visée par le présent rapport, nos contrôles et procédures de communication de l'information étaient efficaces à un niveau d'assurance raisonnable.

## ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

En particulier, le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs ayant trait aux points suivants : les attentes relatives à la date d'achèvement et à la mise en service de projets en cours de mise en valeur, y compris les accroissements de la capacité nominale et les modernisations des installations, ainsi que les coûts connexes; les attentes relatives au bénéfice et aux flux de trésorerie d'exploitation futurs; les estimations des conditions de l'offre et de la demande de combustible et les coûts d'approvisionnement en combustible; nos plans d'investissement dans la capacité existante et la nouvelle capacité ainsi que le rendement prévu de ces investissements; les attentes quant à la demande d'électricité à court et à long terme et son incidence sur les prix de l'électricité; les attentes à l'égard de la disponibilité et de la production; les attentes relativement aux coûts d'exploitation et d'entretien et la variabilité de ces coûts; la réglementation et la législation gouvernementales prévues; 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 attentes au titre de l'issue des poursuites existantes ou éventuelles; et les attentes quant à la capacité d'avoir accès aux marchés financiers à des conditions raisonnables.

Parmi les facteurs qui peuvent avoir des effets défavorables sur nos énoncés prospectifs, on compte les risques concernant : i) les fluctuations des cours et de la disponibilité des approvisionnements en combustible nécessaires pour produire de l'électricité et les fluctuations du prix de l'électricité; ii) les cadres politiques et réglementaires dans les territoires où nous exerçons des activités; iii) les exigences en matière d'environnement et les changements apportés à ces exigences ou les responsabilités en découlant; iv) l'évolution de la conjoncture économique, y compris la fluctuation des taux d'intérêt; v) les risques opérationnels liés à nos centrales, y compris les interruptions non planifiées dans nos centrales; vi) les interruptions du transport et de la distribution de l'électricité; vii) les incidences climatiques; viii) les interruptions de l'approvisionnement en combustible, en eau, en vent ou en biomasse nécessaire pour exploiter nos centrales; ix) les catastrophes naturelles; x) les pannes de matériel; xi) les risques liés aux opérations sur les produits énergétiques; xii) les risques et la concurrence dans le secteur d'activité; xiii) les fluctuations de la valeur des monnaies étrangères et les risques politiques étrangers; xiv) le besoin de financement supplémentaire; xv) la subordination structurelle des titres; xvi) le risque de crédit de contrepartie; xvii) la garantie d'assurance; xviii) notre provision pour impôts sur les bénéfices; xix) les instances judiciaires impliquant la société; xx) la dépendance à l'égard du personnel clé; xxi) les questions de relations de travail; et xxii) les projets de mise en valeur et les acquisitions. Les facteurs de risque qui précèdent, entre autres, sont décrits plus en détail à la rubrique «Gestion du risque » de notre rapport annuel de 2009 et à la rubrique «Facteurs de risque» dans notre notice annuelle de 2009.

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

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DES RÉSULTATS ET DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS CONSOLIDÉS**

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

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Non vérifié		
<b>Produits</b>	<b>726</b>	756
Combustible et achats d'électricité	<b>322</b>	375
	<b>404</b>	381
Frais d'exploitation, d'entretien et d'administration	<b>160</b>	174
Amortissement (note 20)	<b>104</b>	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	<b>6</b>	5
	<b>270</b>	296
	<b>134</b>	85
Gain de change	<b>3</b>	1
Intérêts débiteurs nets (note 10)	<b>(48)</b>	(33)
Autres produits (note 3)	<b>-</b>	7
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>	<b>89</b>	60
Participations sans contrôle (note 4)	<b>5</b>	14
<b>Bénéfice avant impôts sur les bénéfices</b>	<b>84</b>	46
Charge d'impôts (note 5)	<b>17</b>	4
<b>Bénéfice net</b>	<b>67</b>	42
<b>Bénéfices non répartis</b>		
<b>Solde d'ouverture</b>	<b>634</b>	688
Dividendes sur actions ordinaires	<b>63</b>	57
<b>Solde de clôture</b>	<b>638</b>	673
<b>Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période</b>	<b>219</b>	198
<b>Résultat net par action, de base et dilué</b>	<b>0,31</b>	0,21

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	31 mars 2010	31 décembre 2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie (note 6)	84	82
Débiteurs (notes 6 et 18)	311	421
Garanties versées (notes 6 et 7)	32	27
Charges payées d'avance	27	18
Actifs de gestion du risque (notes 6 et 7)	217	144
Actifs d'impôts futurs	17	17
Impôts sur les bénéfices à recevoir	37	39
Stocks (note 8)	76	90
	<b>801</b>	<b>838</b>
<b>Créances à long terme</b>	<b>49</b>	<b>49</b>
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Coût	11 754	11 721
Amortissement cumulé	(4 218)	(4 143)
	<b>7 536</b>	<b>7 578</b>
<b>Écart d'acquisition (note 20)</b>	<b>431</b>	<b>434</b>
<b>Actifs incorporels</b>	<b>321</b>	<b>333</b>
<b>Actifs d'impôts futurs</b>	<b>158</b>	<b>204</b>
<b>Actifs de gestion du risque (notes 6 et 7)</b>	<b>302</b>	<b>224</b>
<b>Autres actifs (note 9)</b>	<b>109</b>	<b>102</b>
<b>Total de l'actif</b>	<b>9 707</b>	<b>9 762</b>
Créditeurs et charges à payer (note 6)	389	521
Garanties reçues (notes 6 et 7)	162	86
Passifs de gestion du risque (notes 6 et 7)	46	45
Impôts sur les bénéfices à payer	12	10
Passifs d'impôts futurs	55	57
Dividendes à verser	65	61
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, avec recours (notes 6 et 10)	9	7
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an, sans recours (notes 6 et 10)	23	24
Tranche échéant à moins d'un an des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 11)	30	32
	<b>791</b>	<b>843</b>
<b>Dette à long terme, avec recours (notes 6 et 10)</b>	<b>3 767</b>	<b>3 857</b>
<b>Dette à long terme, sans recours (notes 6 et 10)</b>	<b>549</b>	<b>554</b>
<b>Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 11)</b>	<b>226</b>	<b>250</b>
<b>Crédits reportés et autres passifs à long terme</b>	<b>143</b>	<b>136</b>
<b>Passifs d'impôts futurs</b>	<b>660</b>	<b>637</b>
<b>Passifs de gestion du risque (notes 6 et 7)</b>	<b>72</b>	<b>78</b>
<b>Participations sans contrôle (note 4)</b>	<b>469</b>	<b>478</b>
<b>Capitaux propres</b>		
Actions ordinaires (notes 12 et 13)	2 174	2 169
Bénéfices non répartis (note 13)	638	634
Cumul des autres éléments du résultat étendu (note 13)	218	126
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>3 030</b>	<b>2 929</b>
<b>Total du passif et des capitaux propres</b>	<b>9 707</b>	<b>9 762</b>
<b>Éventualités (notes 16 et 18)</b>		
<b>Engagements (notes 6 et 17)</b>		
<b>Événements postérieurs à la date du bilan (note 23)</b>		

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DU RÉSULTAT ÉTENDU CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

	Trimestres terminés les	
	31 mars	
	2010	2009
Non vérifié		
<b>Bénéfice net</b>	<b>67</b>	42
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>		
(Pertes) gains à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes	(50)	62
Gains (pertes) sur instruments financiers désignés comme couvertures des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des impôts et taxes <sup>1</sup>	36	(43)
Gains sur instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes <sup>2</sup>	116	189
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie au bilan, déduction faite des impôts et taxes <sup>3</sup>	17	(3)
Reclassement des instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie dans le bénéfice net, déduction faite des impôts et taxes <sup>4</sup>	(27)	(24)
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>92</b>	181
<b>Résultat étendu</b>	<b>159</b>	223

1) Déduction faite de la charge d'impôts sur les bénéfices de 5 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 7 millions de dollars en 2009).

2) Déduction faite de la charge d'impôts sur les bénéfices de 59 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (charge de 92 millions de dollars en 2009).

3) Déduction faite de la charge d'impôts sur les bénéfices de 6 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 1 million de dollars en 2009).

4) Déduction faite du recouvrement d'impôts sur les bénéfices de 12 millions de dollars pour le trimestre terminé le 31 mars 2010 (recouvrement de 14 millions de dollars en 2009).

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

**TRANSALTA CORPORATION**  
**ÉTATS DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS**

(en millions de dollars canadiens)

Non vérifié	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
<b>Activités d'exploitation</b>		
Bénéfice net	67	42
Amortissement (note 20)	110	121
Participations sans contrôle	5	14
Désactualisation des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 11)	5	6
Coûts de mise hors service d'immobilisations réglés (note 11)	(5)	(8)
Impôts sur les bénéfices futurs	11	19
Gains latents de change	(3)	(3)
Gains latents découlant des activités de gestion du risque	(3)	-
Autres éléments hors caisse	3	-
	<b>190</b>	<b>191</b>
Variation des soldes hors caisse du fonds de roulement lié à l'exploitation (note 21)	(16)	(108)
<b>Flux de trésorerie d'exploitation</b>	<b>174</b>	<b>83</b>
<b>Activités d'investissement</b>		
Acquisitions d'immobilisations corporelles	(126)	(131)
Produit de la vente d'immobilisations corporelles	2	1
Liquidités soumises à restrictions	-	(1)
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(7)	(6)
Augmentation nette des garanties reçues des contreparties	80	192
(Augmentation) diminution nette des garanties versées aux contreparties	(6)	9
Règlement des rajustements sur la vente du placement au Mexique (note 3)	-	(7)
Divers	4	6
<b>Flux de trésorerie d'investissement</b>	<b>(53)</b>	<b>63</b>
<b>Activités de financement</b>		
Diminution nette des facilités de crédit	(327)	(76)
Remboursement de la dette à long terme	(2)	(2)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 10)	301	-
Dividendes versés sur actions ordinaires	(59)	(54)
Produit net de l'émission d'actions ordinaires (note 12)	1	-
Pertes réalisées sur les instruments financiers	(17)	-
Distributions versées aux détenteurs de participations sans contrôle dans des filiales	(14)	(16)
Divers	(1)	-
<b>Flux de trésorerie de financement</b>	<b>(118)</b>	<b>(148)</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation, d'investissement et de financement</b>	<b>3</b>	<b>(2)</b>
<b>Incidence de la conversion de liquidités en devises</b>	<b>(1)</b>	<b>1</b>
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>2</b>	<b>(1)</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période</b>	<b>82</b>	<b>50</b>
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période</b>	<b>84</b>	<b>49</b>
Impôts au comptant payés	7	23
Intérêts au comptant payés	17	15

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

## **NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (NON VÉRIFIÉ)**

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

### **1. CONVENTIONS COMPTABLES**

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

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

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

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

### **2. MODIFICATIONS COMPTABLES**

#### **Modifications comptables de l'exercice écoulé**

##### **Modifications des estimations – Durée de vie utile**

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

Au cours du premier trimestre, la direction a effectué l'examen des centrales alimentées au charbon ainsi que de ses actifs miniers et a modifié la durée de vie utile estimative de ces actifs pour tenir compte de leur durée de vie économique actuellement prévue. Par conséquent, au cours du trimestre écoulé, l'amortissement a été réduit de 5 millions de dollars par rapport à la période correspondante de 2009. L'incidence estimative annuelle de cette modification s'élève à 21 millions de dollars et se reflètera dans la dotation aux amortissements et le coût des ventes.

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



## Modifications comptables futures

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

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

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

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

### 3. AUTRES PRODUITS

En 2009, la société a réglé une émission commerciale en cours liée à la vente de son placement au Mexique et obtenu un gain avant impôts et taxes de 7 millions de dollars.

### 4. PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

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

Solde au 31 décembre 2009	478
Distributions versées	(14)
Quote-part des détenteurs de participations sans contrôle dans le bénéfice net	5
<b>Solde au 31 mars 2010</b>	<b>469</b>

## 5. CHARGE D'IMPÔTS

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

	Trimestres terminés les 31 mars	
	2010	2009
Charge (recouvrement) d'impôts exigibles	6	(15)
Charge d'impôts futurs	11	19
<b>Charge d'impôts</b>	<b>17</b>	<b>4</b>

## 6. INSTRUMENTS FINANCIERS

### A. Actifs financiers et passifs financiers – Classement et évaluation

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

#### Valeur comptable des instruments financiers au 31 mars 2010

	Dérivés utilisés à des fins de couverture	Dérivés classés comme détenus à des fins de transaction	Prêts et créances	Autres passifs financiers	Total
<b>Actifs financiers</b>					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	-	84	-	84
Débiteurs	-	-	311	-	311
Garanties versées	-	-	32	-	32
Actifs de gestion du risque					
À court terme	197	20	-	-	217
À long terme	297	5	-	-	302
<b>Passifs financiers</b>					
Créditeurs et charges à payer	-	-	-	389	389
Garanties reçues	-	-	-	162	162
Passifs de gestion du risque					
À court terme	27	19	-	-	46
À long terme	70	2	-	-	72
Dette à long terme, avec recours <sup>1</sup>	-	-	-	3 776	3 776
Dette à long terme, sans recours <sup>1</sup>	-	-	-	572	572

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

## Valeur comptable des instruments financiers au 31 décembre 2009

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

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

### B. Juste valeur des instruments financiers

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

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

### I. Calculs des niveaux et classements

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

#### Niveau I

Les justes valeurs sont calculées en utilisant les cours du marché (non rajustés) dans les marchés actifs pour des actifs ou passifs identiques auxquels la société a accès. Pour calculer les justes valeurs des opérations<sup>1</sup> sur les produits énergétiques de niveau I, la société utilise les cours du marché pour des produits de base négociés identiques obtenus des Bourses actives comme la New York Mercantile Exchange.

1) Au cours des périodes antérieures, le secteur Opérations sur les produits énergétiques était défini comme étant le secteur Expansion de l'entreprise et commercialisation.

## Niveau II

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

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

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

## Niveau III

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

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

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

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

## Opérations sur les produits énergétiques

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des actifs et des passifs nets de gestion du risque par niveau de classement pour les opérations sur les produits énergétiques effectuées au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 décembre 2009	-	297	(27)	-	-	1	-	297	(26)
Variations attribuables aux :									
Variations du prix des produits de base	-	158	12	4	2	(1)	4	160	11
Nouveaux contrats conclus	-	22	-	(4)	1	-	(4)	23	-
Contrats réglés	-	(30)	(2)	-	1	-	-	(29)	(2)
Variation des taux de change	-	(6)	-	-	-	-	-	(6)	-
Cessions au sein/hors du niveau III	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Actifs (passifs) nets de gestion du risque au 31 mars 2010</b>	<b>-</b>	<b>441</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>	<b>4</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>445</b>	<b>(17)</b>
<b>Information additionnelle sur le gain (la perte) – Niveau III :</b>									
Variation de la juste valeur incluse dans les autres éléments du résultat étendu			10			(1)			9
Gain (perte) réalisé(e) inclus(e) dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices			2						2
Gain (perte) latent(e) inclus(e) dans le bénéfice avant impôts sur les bénéfices liés aux actifs nets détenus au 31 mars 2010									

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

On estime que l'incidence de l'utilisation d'autres hypothèses raisonnablement possibles comme données pour les techniques d'évaluation à partir desquelles les justes valeurs des opérations sur les produits énergétiques de niveau III sont déterminées au 31 mars 2010 est de +/- 20 millions de dollars (24 millions de dollars au 31 décembre 2009). Lorsqu'un modèle de prévisions de prix fondamentaux mis au point en interne est utilisé, d'autres prévisions de prix fondamentaux raisonnables provenant de consultants externes sont incluses dans l'estimation. Dans des cas restreints, certains contrats sont assortis d'une durée qui s'étend au-delà de cinq ans, de sorte que leur évaluation doit faire l'objet d'une extrapolation, car, en raison de leur durée, d'autres modèles de prévisions de prix fondamentaux raisonnables ne peuvent être établis.

La variation totale de la juste valeur pour des actifs financiers et des passifs financiers de niveau III détenus au 31 mars 2010, qui a été constatée dans le bénéfice avant impôts et taxes pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, correspond à un gain de néant (gain de 1 million de dollars au 31 mars 2009).

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

		2010	2011	2012	2013	2014	2015 et par la suite	Total
<b>Couvertures</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	136	164	118	24	(1)	-	441
	Niveau III	4	6	2	-	1	(30)	(17)
<b>Autres que de couverture</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	6	(3)	-	1	-	-	4
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total par niveau</b>	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	142	161	118	25	(1)	-	445
	Niveau III	4	6	2	-	1	(30)	(17)
<b>Total de l'actif (du passif) net</b>		<b>146</b>	<b>167</b>	<b>120</b>	<b>25</b>	<b>-</b>	<b>(30)</b>	<b>428</b>

#### Autres actifs et passifs de gestion du risque

Le tableau suivant résume les facteurs clés influant sur la juste valeur des autres actifs et passifs de gestion du risque par niveau de classement, au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010 :

	Couvertures			Autres que de couverture			Total		
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Niveau I	Niveau II	Niveau III
Passifs nets de gestion du risque au 31 décembre 2009	-	(24)	-	-	(2)	-	-	(26)	-
Variations attribuables aux :									
Variations du cours du marché	-	(8)	-	-	-	-	-	(8)	-
Nouveaux contrats conclus	-	(7)	-	-	-	-	-	(7)	-
Contrats réglés	-	12	-	-	2	-	-	14	-
<b>Passifs nets de gestion du risque au 31 mars 2010</b>	<b>-</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(27)</b>	<b>-</b>

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

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

		2010	2011	2012	2013	2014	2015 et par la suite	Total
Couvertures	Niveau I	-	-	-	-	-	-	-
	Niveau II	(14)	6	(2)	(3)	-	(14)	(27)
	Niveau III	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total (du passif) de l'actif net</b>		<b>(14)</b>	<b>6</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>-</b>	<b>(14)</b>	<b>(27)</b>

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

Au 31 mars 2010	Juste valeur <sup>1</sup>				Valeur comptable totale
	Niveau I	Niveau II	Niveau III	Total	
<b>Actifs financiers et passifs financiers évalués autrement qu'à la juste valeur</b>					
Dette à long terme – 31 mars 2010 <sup>2</sup>	-	4 478	-	4 478	4 348
Dette à long terme – 31 décembre 2009 <sup>2</sup>	-	4 499	-	4 499	4 442

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

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

### C. Gains et pertes initiaux

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

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

Aux	31 mars 2010	31 mars 2009
(Perte non amortie) gain non amorti au début de la période	(1)	2
Nouvelles opérations	(1)	1
Amortissement constaté dans le bénéfice net au cours de la période	1	(2)
<b>(Perte non amortie) gain non amorti à la fin de la période</b>	<b>(1)</b>	<b>1</b>

## 7. ACTIVITÉS DE GESTION DU RISQUE

### A. Autres actifs et passifs de gestion du risque

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

Aux	31 mars 2010				31 décembre 2009	
	Couvertures de l'investissement net	Couvertures de flux de trésorerie	Couvertures de la juste valeur	Non désignés comme couverture	Total	Total
<b>Actifs de gestion du risque</b>						
À court terme – Opérations sur les produits énergétiques	-	196	-	17	213	144
À long terme – Opérations sur les produits énergétiques	-	281	-	5	286	207
Total des actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	477	-	22	499	351
À court terme – Autres	1	-	-	3	4	-
À long terme – Autres	-	-	16	-	16	17
Total des autres actifs de gestion du risque	1	-	16	3	20	17
<b>Passifs de gestion du risque</b>						
À court terme – Opérations sur les produits énergétiques	-	12	-	16	28	30
À long terme – Opérations sur les produits énergétiques	-	41	-	2	43	50
Total des passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques	-	53	-	18	71	80
À court terme – Autres	5	10	-	3	18	15
À long terme – Autres	-	29	-	-	29	28
Total des autres passifs de gestion du risque	5	39	-	3	47	43
<b>Actifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques, montant net</b>						
	-	424	-	4	428	271
<b>Autres (passifs) actifs de gestion du risque, montant net</b>						
	(4)	(39)	16	-	(27)	(26)
<b>Total des (passifs) actifs de gestion du risque, montant net</b>						
	(4)	385	16	4	401	245

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

### I. Couvertures

#### a. Couvertures de l'investissement net

##### i. Couvertures des comptes des établissements étrangers

La dette à long terme libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 800 millions de dollars américains (1 100 millions de dollars américains au 31 décembre 2009) et une facilité de crédit libellée en dollars américains d'une valeur nominale de 300 millions de dollars américains (300 millions de dollars américains au 31 décembre 2009) ont été désignées comme couvertures partielles de l'investissement net dans les établissements étrangers autonomes de TransAlta.



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

#### Swap de devises

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

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

#### Contrats de change à terme

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

31 mars 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
125 \$ AU	-	2010	120 \$ AU	(2)	2010
(8) \$ US	(2)	2010	(182) \$ US	(1)	2010

#### ii. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, une perte nette après impôts et taxes de 14 millions de dollars (gain de 19 millions de dollars au 31 mars 2009) liée à la conversion de l'investissement net de la société dans les établissements étrangers autonomes, déduction faite de la couverture, a été comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu.

À l'heure actuelle, aucune couverture de l'investissement net ne comporte de tranche inefficace. Le tableau suivant résume l'incidence avant impôts et taxes des couvertures de l'investissement net sur les états du résultat étendu consolidés pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009 :

Dérivés inclus dans des relations de couverture de l'investissement net	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 31 mars 2010	Perte avant impôts et taxes constatée dans les autres éléments du résultat étendu pour le trimestre terminé le 31 mars 2009
Dette à long terme	48	(50)
Change	(7)	-
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>41</b>	<b>(50)</b>

## b. Couvertures de flux de trésorerie

### i. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments désignés comme instruments de couverture au titre des opérations sur les produits énergétiques en cours de la société au 31 mars 2010 se présentent comme suit :

Type	31 mars 2010		31 décembre 2009	
	Notionnel du prix de vente	Notionnel du prix d'achat	Notionnel du prix de vente	Notionnel du prix d'achat
Électricité (MWh)	67 301	-	175 756	-
Gaz naturel (GJ)	1 933	1 808	2 163	360
Pétroles (gallons)	-	21 042	-	25 074

### ii. Gestion du risque de change

#### Contrats de change à terme à titre de couverture de l'exposition au risque de change

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

31 mars 2010				31 décembre 2009			
Montant vendu	Montant acheté	Passif à la juste valeur	Échéance	Montant vendu	Montant acheté	Passif à la juste valeur	Échéance
79	68 \$ US	(10)	2010	91	78 \$ US	(8)	2010
10 \$ US	11	-	2010	14 \$ US	15	-	2010
2 \$ AU	2 \$ US	-	2010	4 \$ AU	3 \$ US	-	2010

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

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

31 mars 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
300 \$ US	(2)	2012	-	-	-
300 \$ US	(3)	2013	-	-	-

#### Swap de devises

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

31 mars 2010			31 décembre 2009		
Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
500 \$ US	(24)	2015	500 \$ US	(16)	2015

### iii. Gestion du risque de taux d'intérêt

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

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

### iv. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

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

Les tableaux suivants résument l'incidence des couvertures de flux de trésorerie sur les états du résultat étendu consolidés, les états des résultats consolidés et les bilans consolidés pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009 :

Trimestre terminé le 31 mars 2010			
Tranche efficace			
Derivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain (perte) avant impôts et taxes constaté(e) dans les autres éléments du résultat étendu	Endroit où (la perte) le gain est reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu	(Perte) gain avant impôts et taxes reclassé(e) des autres éléments du résultat étendu
Produits de base	201	Produits	(39)
Change	(7)	Gain (perte) de change	-
Swaps de devises	(10)	Immobilisations corporelles	23
Taux d'intérêt	(9)	Intérêts débiteurs	-
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>175</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(16)</b>

Trimestre terminé le 31 mars 2009			
Tranche efficace			
Derivés inclus dans des relations de couverture de flux de trésorerie	Gain avant impôts et taxes constaté dans les autres éléments du résultat étendu	Endroit où la perte est reclassée des autres éléments du résultat étendu	Perte avant impôts et taxes reclassée des autres éléments du résultat étendu
Produits de base	280	Produits	(38)
Change	1	Gain (perte) de change	-
Swaps de devises	-	Immobilisations corporelles	(4)
Taux d'intérêt	-	Intérêts débiteurs	-
<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>281</b>	<b>Incidence sur les autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(42)</b>

Au cours des 12 prochains mois, la société estime des gains après impôts et taxes de 118 millions de dollars (gains après impôts et

taxes de 77 millions de dollars au 31 décembre 2009), qui seront reclassés du cumul des autres éléments du résultat étendu au bénéfice net.

### c. Couvertures de la juste valeur

#### i. Gestion du risque de taux d'intérêt

La société a converti une tranche de sa dette à taux d'intérêt fixe, allant de 5,75 % à 6,65 %, 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 :

Notionnel	31 mars 2010		Notionnel	31 décembre 2009	
	Actif à la juste valeur	Échéance		Actif (passif) à la juste valeur	Échéance
100	6	2011	100	7	2011
100 \$ US	-	2013	50 \$ US	(1)	2013
400 \$ US	10	2018	150 \$ US	7	2018

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

#### ii. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Aucune tranche inefficace des couvertures de juste valeur n'a été comptabilisée pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009.

Le tableau suivant résume l'incidence et l'emplacement des couvertures de juste valeur dans les états des résultats consolidés pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009 :

Dérivés inclus dans des relations de couverture de la juste valeur	Endroit où le gain (la perte) est constaté(e) dans l'état des résultats	Trimestre terminé le 31 mars 2010	Trimestre terminé le 31 mars 2009
Contrats de			
taux d'intérêt	Intérêts débiteurs	2	2
Dette à long terme	Intérêts débiteurs	(2)	(2)
<b>Incidence sur le bénéfice net</b>		-	-

### II. Éléments autres que de couverture

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

#### a. Gestion du risque des opérations sur les produits énergétiques

Les instruments dérivés visant des opérations sur les produits énergétiques qui ne sont pas désignés comme des instruments de couverture au 31 mars 2010 se présentent comme suit :

Type	31 mars 2010		31 décembre 2009	
	Notionnel du prix de vente	Notionnel du prix d'achat	Notionnel du prix de vente	Notionnel du prix d'achat
Électricité (MWh)	22 193	20 385	14 107	14 844
Gaz naturel (GJ)	435 014	435 692	323 793	309 764
Transport (MWh)	-	4 114	-	4 852

#### b. Swaps de devises

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

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

#### c. Contrats de change à terme

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

Les notionnels et les justes valeurs en cours associés à ces ventes (achats) à terme se présentent comme suit :

Notionnel	31 mars 2010		31 décembre 2009		
	Actif à la juste valeur	Échéance	Notionnel	Passif à la juste valeur	Échéance
19 \$ AU	-	2010	-	-	-
46 \$ US	2	2010	13 \$ US	-	2010

#### d. Swaps sur rendement total

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

## e. Incidence sur les états du résultat étendu consolidés

Le tableau suivant résume les gains et pertes réalisés et latents nets compris dans le bénéfice net qui sont associés aux instruments dérivés non désignés comme couvertures :

	2010			2009		
	Gains latents nets	Gains réalisés nets	Total	Gains latents nets	Gains latents nets (pertes latentes nettes)	Total
Produits de base	5	10	15	1	10	11
Intérêts	-	-	-	1	(1)	-
Change	1	1	2	1	(6)	(5)
Autres	-	-	-	-	(3)	(3)

## B. Nature et étendue des risques découlant des instruments financiers

### I. Risque de marché

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

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

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

Au 31 mars 2010, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans les activités de couverture de production s'établissait à 33 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2009).

La politique de la société relative aux opérations adossées à des actifs consiste à essayer d'atteindre le statut des contrats d'achat ou de vente dans le cours normal des affaires ou de répondre aux conditions d'application de la comptabilité de couverture. En ce qui concerne les positions et couvertures économiques qui ne répondent pas aux conditions d'application de la comptabilité de couverture ou les opérations d'optimisation à court terme comme les rachats conclus afin de compenser les positions de couverture existantes, ces opérations sont évaluées à la valeur du marché, les variations des prix du marché associés à ces opérations ayant une incidence sur le bénéfice net au cours de la période pendant laquelle elles surviennent. Au 31 mars 2010, la VaR liée aux instruments dérivés sur les produits de base de la société utilisés dans le secteur de la production, mais qui ne sont pas désignés comme couvertures, était de néant (néant au 31 décembre 2009).

#### c. Risque de taux d'intérêt

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

**Trimestres terminés les 31 mars**

	2010		2009	
	<b>Augmentation du bénéfice net<sup>1</sup></b>	<b>Perte au titre des autres éléments du résultat étendu<sup>1</sup></b>	<b>Augmentation du bénéfice net<sup>1</sup></b>	<b>Perte au titre des autres éléments du résultat étendu<sup>1</sup></b>
Variation de 50 points de base	2	-	1	(2)

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

**d. Risque de change**

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

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

**Trimestres terminés les 31 mars**

	2010		2009	
<b>Devise</b>	<b>Diminution du bénéfice net<sup>1</sup></b>	<b>Gain au titre des autres éléments du résultat étendu<sup>1, 2</sup></b>	<b>Diminution du bénéfice net<sup>1</sup></b>	<b>Gain au titre des autres éléments du résultat étendu<sup>1, 2</sup></b>
Euro	-	-	-	3
Dollar américain	(3)	2	(3)	2
Dollar australien	(2)	-	(2)	-
<b>Total</b>	<b>(5)</b>	<b>2</b>	<b>(5)</b>	<b>5</b>

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

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

**II. Risque de crédit**

Au 31 mars 2010, TransAlta avait conclu un contrat avec une contrepartie dont la position de règlement nette représentait plus de 10 % du total des créances clients à la fin de la période.

L'exposition maximale au risque de crédit de la société au 31 mars 2010 et au 31 décembre 2009, compte non tenu de la garantie détenue, est représentée par les valeurs comptables actuelles des débiteurs et des actifs de gestion du risque figurant dans les bilans consolidés. Les lettres de crédit et les liquidités sont les principaux types de garanties détenues en guise de sûreté par rapport à ces montants. L'exposition maximale au risque de crédit à l'égard d'un seul client sur le plan des activités et des couvertures liées aux produits de base, à l'exception des créances du marché de la Californie et compte tenu de la juste valeur des opérations ouvertes, déduction faite des garanties détenues, était de 54 millions de dollars au 31 mars 2010 (63 millions de dollars au 31 décembre 2009).

La société utilise les notes de solvabilité externes, ainsi que des notes de solvabilité internes dans les situations où des notes de

solvabilité externes ne sont pas disponibles, pour établir les plafonds de crédit des contreparties. Le tableau suivant décrit la distribution, par note de solvabilité, des actifs financiers au 31 mars 2010 :

	Notation de première qualité %	Notation de qualité inférieure %	Total %
Débiteurs	94	6	100
Actifs de gestion du risque	100	-	100

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

Aux	31 mars 2010	31 décembre 2009
Provision au début de la période	49	57
Variation des taux de change	(2)	(8)
<b>Provision à la fin de la période</b>	<b>47</b>	<b>49</b>

Au 31 mars 2010, aucune créance client d'un montant important n'était en souffrance, sauf pour ce qui est décrit à la note 18.

### III. Risque d'illiquidité

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

	2010	2011	2012	2013	2014	2015 et par la suite	Total
Créditeurs et charges à payer	389	-	-	-	-	-	389
Garanties reçues	162	-	-	-	-	-	162
Dettes <sup>1</sup>	29	253	755	640	231	2 476	4 384
(Actifs) passifs de gestion du risque – Opérations sur les produits énergétiques <sup>2</sup>	(146)	(167)	(120)	(25)	-	30	(428)
Autres passifs (actifs) de gestion du risque <sup>2</sup>	14	(6)	2	3	-	14	27
Intérêts sur la dette à long terme	236	255	233	211	179	1 136	2 250
<b>Total</b>	<b>684</b>	<b>335</b>	<b>870</b>	<b>829</b>	<b>410</b>	<b>3 656</b>	<b>6 784</b>

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

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

## C. Garanties

### I. Instruments financiers donnés en garantie

Au 31 mars 2010, 42 millions de dollars (45 millions de dollars au 31 décembre 2009) des actifs financiers, consistant en liquidités et débiteurs, liés à la quote-part de la société dans CE Generation, LLC («CE Gen») ont été donnés en garantie de certaines dettes de CE Gen. Si un manquement survient, les détenteurs de titres d'emprunt auront la priorité sur ces actifs.

Au 31 mars 2010, la société a donné 32 millions de dollars (27 millions de dollars au 31 décembre 2009) au comptant en garantie aux chambres de compensation réglementées à titre de sûreté pour les opérations liées aux produits de base. Ces fonds sont détenus dans des comptes distincts par les chambres de compensation.



## II. Actifs financiers détenus en garantie

Au 31 mars 2010, la société avait reçu 162 millions de dollars (86 millions de dollars au 31 décembre 2009) en garantie des obligations de contreparties. Selon les modalités du contrat, la société peut avoir l'obligation de verser les intérêts sur le solde impayé et de rembourser le capital lorsque la contrepartie s'acquitte de ses obligations contractuelles, ou lorsque le montant de l'obligation diminue par suite des variations de la valeur du marché. Les intérêts à payer aux contreparties sur les garanties reçues sont calculés selon les modalités de chaque contrat.

## III. Clauses liées aux instruments dérivés

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

Au 31 mars 2010, la société a comptabilisé une garantie de 19 millions de dollars (37 millions de dollars au 31 décembre 2009) sous la forme de lettres de crédit sur des instruments dérivés dans une position de passif net. Si les clauses liées au risque de crédit comprises dans certains contrats de dérivés étaient mises en application, d'après la valeur des instruments dérivés au 31 mars 2010, la société serait obligée de présenter une garantie additionnelle de 25 millions de dollars au titre de ses contreparties.

## 8. STOCKS

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

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2010</b>	<b>31 décembre 2009</b>
Charbon	71	86
Gaz naturel	5	4
<b>Total</b>	<b>76</b>	<b>90</b>

La diminution des stocks de charbon au 31 mars 2010 par rapport au 31 décembre 2009 est principalement attribuable à l'augmentation de la production aux centrales thermiques de l'Alberta.

La variation des stocks est présentée ci-après :

Solde au 31 décembre 2009	90
Consommés	(13)
Variation des taux de change	(1)
<b>Solde au 31 mars 2010</b>	<b>76</b>

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

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2009, il n'y a eu aucune dépréciation des stocks par rapport à leur valeur comptable, et aucune perte de valeur n'a été comptabilisée pendant les périodes précédentes et fait l'objet d'une reprise par la suite dans le bénéfice net.

## 9. AUTRES ACTIFS

Les composantes des autres actifs sont comme suit :

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2010</b>	<b>31 décembre 2009</b>
Frais de permis reportés	22	22
Actif au titre des prestations constituées	19	18
Frais de mise en valeur de projets	47	45
Dépôt au titre du transport vers Keephills 3	8	8
Autres	13	9
<b>Total des autres actifs</b>	<b>109</b>	<b>102</b>

## 10. DETTE À LONG TERME ET INTÉRÊTS DÉBITEURS NETS

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

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2010</b>			<b>31 décembre 2009</b>		
	<b>Valeur comptable</b>	<b>Valeur nominale</b>	<b>Intérêt<sup>1</sup></b>	<b>Valeur comptable</b>	<b>Valeur nominale</b>	<b>Intérêt<sup>1</sup></b>
Facilités de crédit <sup>2</sup>	726	726	1,0 %	1 063	1 063	1,0 %
Déventures, échéant de 2011 à 2030	1 052	1 076	6,7 %	1 055	1 076	6,7 %
Billets de premier rang <sup>3</sup>	1 941	1 936	6,0 %	1 687	1 684	5,9 %
Dettes sans recours	572	589	6,6 %	578	581	6,3 %
Divers	57	57	6,7 %	59	59	6,7 %
	<b>4 348</b>	<b>4 384</b>		<b>4 442</b>	<b>4 463</b>	
Moins : tranche échéant à moins d'un an	32	32		31	31	
<b>Total de la dette à long terme</b>	<b>4 316</b>	<b>4 352</b>		<b>4 411</b>	<b>4 432</b>	

1) Le taux d'intérêt correspond à un taux moyen pondéré selon les montants en capital impayés avant l'incidence des opérations de couverture.

2) Comprennent les acceptations bancaires et les autres emprunts commerciaux en vertu de facilités de crédit consenties à long terme.

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

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

Les composantes des intérêts débiteurs nets sont comme suit :

	<b>Trimestres terminés les 31 mars</b>	
	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Intérêts sur la dette	57	43
Intérêts créditeurs	-	(2)
Intérêt capitalisé	(9)	(8)
<b>Intérêts débiteurs, montant net</b>	<b>48</b>	<b>33</b>

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

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

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

Solde au 31 décembre 2009	282
Passifs contractés pendant la période	1
Passifs réglés pendant la période	(5)
Charge de désactualisation	5
Révision des flux de trésorerie estimatifs <sup>1</sup>	(24)
Variation des taux de change	(3)
	256
Moins : tranche échéant à moins d'un an	30
<b>Solde au 31 mars 2010</b>	<b>226</b>

1) Les révisions sont surtout imputables aux variations des estimations et du calendrier des flux de trésorerie liés à la mise hors service de la centrale de Wabamun par suite du calcul détaillé du coût de revient. Cette centrale a été fermée le 31 mars 2010.

## 12. ACTIONS ORDINAIRES ÉMISES ET EN CIRCULATION

### A. Émises et en circulation

TransAlta est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires avec droit de vote sans valeur nominale. Au 31 mars 2010, la société avait 218,6 millions d'actions ordinaires (218,4 millions d'actions ordinaires au 31 décembre 2009) émises et en circulation. Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, 0,2 million d'actions ordinaires (0,2 million d'actions ordinaires au 31 mars 2009) ont été émises pour un produit de 1 million de dollars (néant au 31 mars 2009).

Au cours des trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009, aucune action n'a été acquise ou annulée en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires.

### B. Options sur actions

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

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

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

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, la charge de rémunération à base d'actions liée aux options sur actions constatée dans les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration a été de 0,5 million de dollars (0,7 million de dollars au 31 mars 2009).

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

Aux termes du régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions, les participants peuvent acheter des actions ordinaires additionnelles en réinvestissant des dividendes. Les actions acquises en vertu du régime de réinvestissement de dividendes et d'achat d'actions le sont sur le marché libre au prix moyen total des actions ordinaires acquises à la Bourse de Toronto aux dates de placement.

### 13. CAPITAUX PROPRES

Le tableau qui suit présente un rapprochement des capitaux propres :

	Actions ordinaires	Bénéfices non répartis	Cumul des autres éléments du résultat étendu	Total des capitaux propres
<b>Solde au 31 décembre 2009</b>	2 169	634	126	2 929
Bénéfice net	-	67	-	67
Actions ordinaires émises	5	-	-	5
Dividendes déclarés	-	(63)	-	(63)
Pertes à la conversion d'actifs nets d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	-	-	(14)	(14)
Gains sur les instruments dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	-	-	116	116
Dérivés désignés comme couvertures de flux de trésorerie pendant les périodes antérieures transférés aux bilans consolidés et au bénéfice net de la période considérée, déduction faite des impôts et taxes	-	-	(10)	(10)
<b>Solde au 31 mars 2010</b>	<b>2 174</b>	<b>638</b>	<b>218</b>	<b>3 030</b>

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

<b>Aux</b>	<b>31 mars 2010</b>	<b>31 décembre 2009</b>
Pertes latentes cumulatives découlant de la conversion des comptes d'établissements étrangers autonomes, déduction faite des couvertures et des impôts et taxes	<b>(76)</b>	(63)
Gains latents cumulatifs sur couvertures de flux de trésorerie, déduction faite des impôts et taxes	<b>294</b>	189
<b>Total du cumul des autres éléments du résultat étendu</b>	<b>218</b>	126

### Offre publique de rachat dans le cours normal des affaires

Aucun rachat n'avait été effectué en vertu de l'offre publique de rachat dans le cours normal des affaires au 31 mars 2010.

## 14. CAPITAL

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

Aux	31 mars 2010	31 décembre 2009	Augmentation / (diminution)
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	32	31	1
Moins : trésorerie et équivalents de trésorerie	(84)	(82)	(2)
	(52)	(51)	(1)
Dette à long terme			
Avec recours	3 767	3 857	(90)
Sans recours	549	554	(5)
Participations sans contrôle	469	478	(9)
Capitaux propres			
Actions ordinaires	2 174	2 169	5
Bénéfices non répartis	638	634	4
Autres éléments du résultat étendu	218	126	92
	7 815	7 818	(3)
<b>Total du capital</b>	<b>7 763</b>	<b>7 767</b>	<b>(4)</b>

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

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

	31 mars 2010	31 décembre 2009	Cible
Flux de trésorerie/intérêts (multiples) <sup>1</sup>	4,6	4,9	De 4 à 5 fois
Flux de trésorerie/dette (%) <sup>1</sup>	20,4	20,1	De 20 % à 25 %
Dette/capital investi (%)	54,9	56,1	De 55 % à 60 %

<sup>1</sup>) Douze derniers mois

Pour les trimestres terminés les 31 mars 2010 et 2009, les sorties de fonds nettes attribuables aux activités d'exploitation, après les dividendes et les achats d'immobilisations, sont résumées comme suit :

	Trimestres terminés les 31 mars		
	2010	2009	Augmentation/ diminution
Flux de trésorerie d'exploitation	174	83	91
Dividendes versés	(59)	(54)	(5)
Dépenses en immobilisations	(126)	(131)	5
<b>Sorties de fonds nettes</b>	<b>(11)</b>	<b>(102)</b>	<b>91</b>

Pour le trimestre terminé le 31 mars 2010, le total des flux de trésorerie nets a augmenté en regard du premier trimestre de 2009 en raison surtout de la progression des flux de trésorerie d'exploitation. TransAlta vise à maintenir des soldes de trésorerie suffisants et à obtenir des facilités de crédit consenties afin de financer les sorties de fonds nettes périodiques liées à ses affaires.

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

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

## 15. OPÉRATIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 16 décembre 2006, les sociétés remplacées par TransAlta Generation Partnership («TAGP»), entreprise appartenant à la société et à l'une de ses filiales, ont conclu une entente avec les partenaires du projet de coentreprise de la centrale de Keephills 3 visant l'approvisionnement en charbon de la centrale alimentée au charbon. Le projet est détenu en coentreprise par Keephills 3 Limited Partnership («K3LP»), filiale en propriété exclusive de la société, et Capital Power Corporation. TAGP fournira du charbon jusqu'à ce que la centrale de Keephills 3 ferme définitivement ou que TAGP et ses partenaires dans la coentreprise mettent fin à l'entente, selon la date la plus rapprochée. Au 31 mars 2010, TAGP avait reçu 55 millions de dollars de K3LP pour les livraisons futures de charbon. L'exploitation commerciale de la centrale de Keephills devrait commencer au cours du deuxième trimestre de 2011. Les paiements reçus avant cette date pour des livraisons futures de charbon ont été constatés dans les produits comptabilisés d'avance et seront amortis dans les produits sur la durée de l'entente d'approvisionnement en charbon lorsque TAGP commencera à livrer du charbon dans le cadre de la mise en service des activités.

CE Gen a conclu des contrats avec des parties liées pour offrir des services d'administration et d'entretien. La valeur totale de ces contrats s'établit à 3 millions de dollars américains pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2010 (3 millions de dollars américains au 31 décembre 2009).

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

## 16. ÉVENTUALITÉS

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

## 17. ENGAGEMENTS

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

## 18. DÉCISION RÉGLEMENTAIRE D'UNE PÉRIODE ANTÉRIEURE

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

## 19. GARANTIES – LETTRES DE CRÉDIT

Les lettres de crédit sont émises à des contreparties dans le cadre d'arrangements contractuels avec certaines filiales de la société. Si la société ou ses filiales ne respectent pas les dispositions de ces contrats, la contrepartie peut présenter une réclamation de paiement à l'institution financière, par l'entremise de laquelle la lettre de crédit a été émise. Tous les montants à payer par la société ou ses filiales figurent aux bilans consolidés. Toutes les lettres de crédit arrivent à échéance à moins d'un an et seront renouvelées, au besoin, dans le cours normal des affaires. Les lettres de crédit en cours au 31 mars 2010 totalisaient 341 millions de dollars (334 millions de dollars au 31 décembre 2009), et aucun montant (néant au 31 décembre 2009) n'a été exercé par des tierces parties en vertu de ces arrangements. TransAlta a un total de facilités de crédit consenties de 2,1 milliards de dollars (2,1 milliards de dollars au 31 décembre 2009), dont un montant de 1,1 milliard de dollars (0,7 milliard de dollars au 31 décembre 2009) disponible qui n'avait pas été prélevé au 31 mars 2010, assorties des modalités d'emprunt habituelles.

## 20. INFORMATIONS SECTORIELLES

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

<b>Trimestre terminé le 31 mars 2010</b>	<b>Production</b>	<b>Opérations sur les produits énergétiques</b>	<b>Expansion de l'entreprise</b>	<b>Total</b>
Produits	712	14	-	726
Combustible et achats d'électricité	322	-	-	322
	390	14	-	404
Exploitation, entretien et administration	138	4	18	160
Amortissement	99	-	5	104
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	6	-	-	6
Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels	1	(1)	-	-
	244	3	23	270
	146	11	(23)	134
Gain de change				3
Intérêts débiteurs, montant net ( <i>note 10</i> )				(48)
<b>Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices</b>				<b>89</b>

Trimestre terminé le 31 mars 2009	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
Produits	741	15	-	756
Combustible et achats d'électricité	375	-	-	375
	366	15	-	381
Exploitation, entretien et administration	146	6	22	174
Amortissement	111	1	5	117
Impôts et taxes, autres que les impôts sur les bénéfices	5	-	-	5
Répartition (recouvrement) des coûts intersectoriels	8	(8)	-	-
	270	(1)	27	296
	96	16	(27)	85
Gain de change				1
Intérêts débiteurs, montant net ( <i>note 10</i> )				(33)
Autres produits ( <i>note 3</i> )				7
Bénéfice avant participations sans contrôle et impôts sur les bénéfices				60

Le secteur Production figurant dans le tableau ci-dessus comprend un montant de 5 millions de dollars (2 millions de dollars au 31 mars 2009) d'incitatifs reçus en vertu d'un programme du gouvernement du Canada visant des projets de production d'hydroélectricité et d'énergie éolienne admissibles.

Le montant de la répartition (du recouvrement) des coûts intersectoriels a diminué au premier trimestre terminé le 31 mars 2010, en raison des coûts de maintien recouverts antérieurement dans les frais intersectoriels attribués directement au secteur Production en 2010.

#### B. Principales informations des bilans consolidés

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
<b>Au 31 mars 2010</b>				
Écart d'acquisition	401	30	-	431
Total des actifs sectoriels	9 135	130	442	9 707
<b>Au 31 décembre 2009</b>				
Écart d'acquisition	404	30	-	434
Total des actifs sectoriels	9 133	148	481	9 762

Une variation du taux de change a entraîné une baisse de 3 millions de dollars de l'écart d'acquisition dans un établissement étranger autonome.

#### C. Principales informations sur les flux de trésorerie consolidés

	Production	Opérations sur les produits énergétiques	Expansion de l'entreprise	Total
<b>Trimestre terminé le 31 mars 2010</b>				
Dépenses en immobilisations	119	-	7	126
<b>Trimestre terminé le 31 mars 2009</b>				
Dépenses en immobilisations	127	-	4	131



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

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

<b>Trimestres terminés les 31 mars</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Dotation aux amortissements selon les états des résultats consolidés	104	117
Amortissement compris dans le poste Combustible et achats d'électricité	11	10
Charge de désactualisation, comprise dans la dotation aux amortissements	(5)	(6)
<b>Amortissement selon les états des flux de trésorerie consolidés</b>	<b>110</b>	<b>121</b>

## 21. VARIATION DES SOLDES HORS CAISSE DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

<b>Trimestres terminés les 31 mars</b>	<b>2010</b>	<b>2009</b>
Provenance (utilisation) :		
Débiteurs	100	180
Charges payées d'avance	(8)	(10)
Impôts sur les bénéfices à recevoir	2	(36)
Stocks	12	(5)
Créditeurs et charges à payer	(119)	(234)
Impôts sur les bénéfices à payer	(3)	(3)
<b>Variation du fonds de roulement hors caisse</b>	<b>(16)</b>	<b>(108)</b>

## 22. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Les coûts constatés pendant la période sont comme suit :

<b>Trimestre terminé le 31 mars 2010</b>	<b>Régime agréé</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autre</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours du trimestre	-	1	-	1
Intérêts débiteurs	5	1	1	7
Rendement réel des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(2)	-	-	(2)
(Produit) charge au titre des prestations déterminées	(1)	2	1	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées du régime de retraite agréé	6	-	-	6
<b>Charge nette</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>8</b>

<b>Trimestre terminé le 31 mars 2009</b>	<b>Régime agréé</b>	<b>Régime complémentaire</b>	<b>Autre</b>	<b>Total</b>
Coût des services rendus au cours de l'exercice	1	-	-	1
Intérêts débiteurs	5	1	1	7
Rendement réel des actifs des régimes	(5)	-	-	(5)
Perte actuarielle	1	-	-	1
Amortissement de l'actif transitoire net	(2)	-	-	(2)
Charge au titre des prestations déterminées	-	1	1	2
Charge au titre de la composante à cotisations déterminées du régime de retraite agréé	7	-	-	7
<b>Charge nette</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>9</b>

### **23. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DU BILAN**

TransAlta a évalué les événements postérieurs à la date du bilan du 31 mars 2010 jusqu'au 26 avril 2010, qui représente la date à laquelle les états financiers ont été publiés.

#### **Protocole d'entente – Centrale thermique de Centralia**

Le 26 avril 2010, TransAlta a annoncé qu'elle avait signé un protocole d'entente avec l'État de Washington afin d'amorcer des discussions dans le but de conclure une entente visant une réduction marquée des émissions de gaz à effet de serre de la centrale thermique de Centralia et la fourniture d'une capacité de remplacement d'ici 2025. Le protocole reconnaît également l'importance de protéger la valeur offerte par la centrale aux actionnaires de TransAlta. Les résultats de ces discussions seront communiqués au moment où ils seront disponibles.

## INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES

		31 mars 2010	31 décembre 2009
Cours de clôture (TSX) (\$)		22,47	23,48
Fourchette des prix des 12 derniers mois (TSX) (\$)	Haut	23,98	25,30
	Bas	18,38	18,11
Dette sur le capital investi, y compris la dette sans recours (%)		54,9	56,1
Dette sur le capital investi, excluant la dette sans recours (%)		51,3	52,6
Rendement des capitaux propres (%)		7,8	6,9
Rendement des capitaux propres aux fins de comparaison <sup>1, 2</sup> (%)		8,0	6,9
Rendement sur le capital utilisé <sup>1</sup> (%)		6,4	5,7
Rendement sur le capital utilisé aux fins de comparaison <sup>1, 2</sup> (%)		6,6	5,8
Dividendes en espèces par action <sup>1</sup> (\$)		1,16	1,16
Ratio cours / bénéfice <sup>1</sup> (multiples)		22,5	26,1
Couverture par les bénéfices <sup>1</sup> (multiples)		2,0	1,9
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice net) <sup>1</sup> (%)		117,0	129,8
Ratio dividende / bénéfice (fondé sur le bénéfice aux fins de comparaison <sup>1, 2</sup> ) (%)		114,2	129,8
Couverture des dividendes <sup>1</sup> (multiples)		2,8	2,5
Rendement des actions <sup>1</sup> (%)		5,2	4,9
Flux de trésorerie / dette <sup>1</sup> (%)		20,4	20,1
Flux de trésorerie / couverture des intérêts (multiples) <sup>1</sup>		4,6	4,9

1) Pour les 12 derniers mois.

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

## FORMULES DES RATIOS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## GLOSSAIRE DE TERMES CLÉS

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

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

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

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

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

**Gigawatt** – Unité de puissance électrique valant 1 000 mégawatts.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



**TransAlta Corporation**

Box 1900, Station "M"

110 - 12th Avenue S.W.

Calgary, Alberta Canada T2P 2M1

**Téléphone**

403.267.7110

**Site Web**

[www.transalta.com](http://www.transalta.com)

**Compagnie Trust CIBC Mellon**

P.O. Box 7010 Adelaide Street Station

Toronto, Ontario Canada M5C 2W9

**Téléphone**

Sans frais en Amérique du Nord : 1.800.387.0825

De Toronto ou de l'extérieur de l'Amérique du Nord : 416.643.5500

**Télécopieur**

416.643.5501

**Site Web**

[www.cibcmellon.com](http://www.cibcmellon.com)

**POUR DE PLUS AMPLES RENSEIGNEMENTS**

**Médias**

Marcy McAuley

Directrice, Relations avec la collectivité et les parties prenantes

**Téléphone**

403.267.3639

**Courriel**

[media\\_relations@transalta.com](mailto:media_relations@transalta.com)

**Investisseurs**

Jennifer Pierce, MA, MBA

Vice-présidente, Communications et relations avec les investisseurs

**Téléphone**

1.800.387.3598 au Canada et aux États-Unis

ou 403.267.2520

**Télécopieur**

403.267.2590

**Courriel**

[investor\\_relations@transalta.com](mailto:investor_relations@transalta.com)