

**2008**

**Rapport de gestion  
et états financiers consolidés vérifiés**

TransCanada PipeLines Limited



**TransCanada**  
*Du possible au réel*

## PIPELINES

### Gazoducs

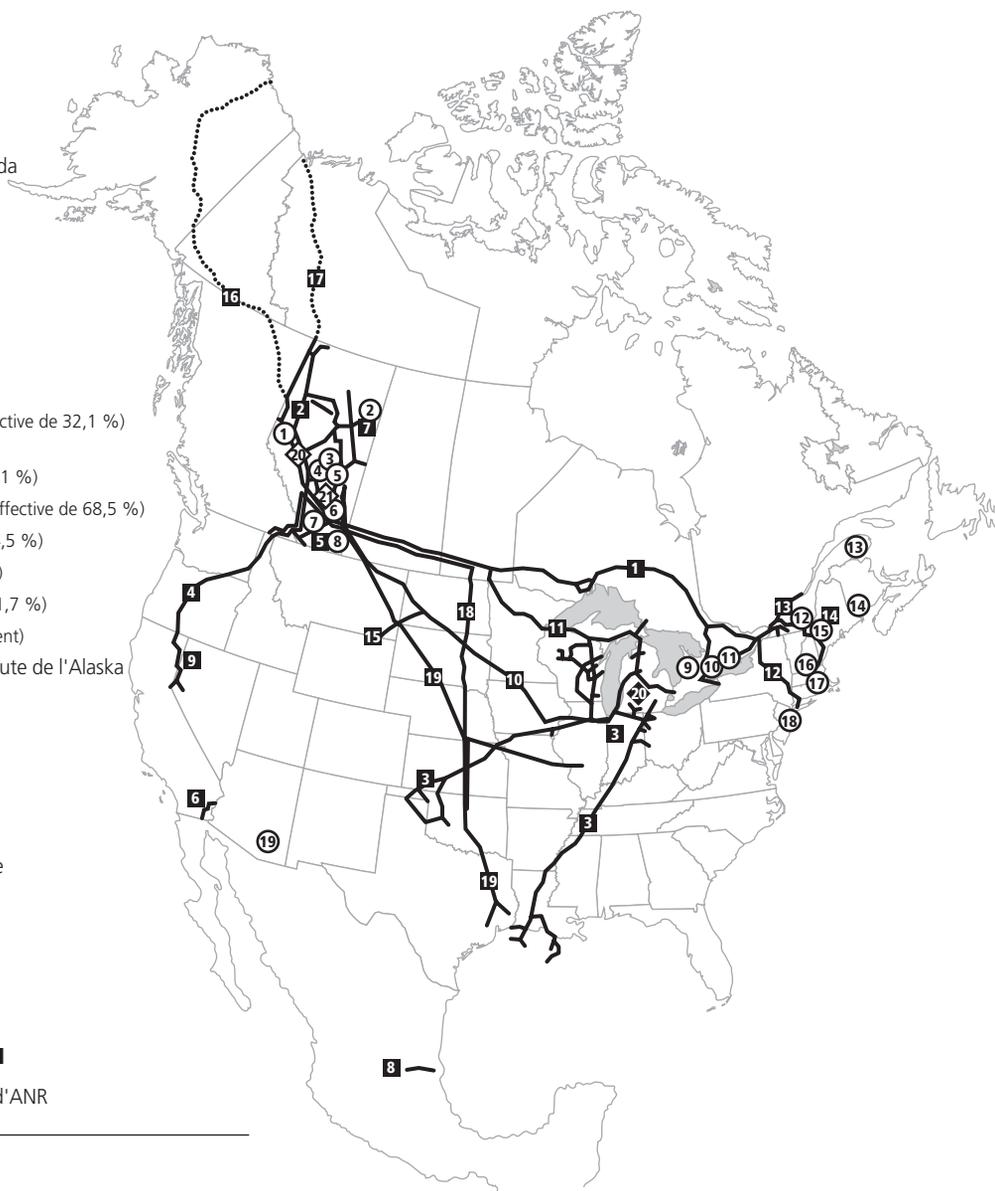
- 1 Réseau principal au Canada
- 2 Réseau de l'Alberta
- 3 ANR
- 4 Réseau de GTN
- 5 Foothills
- 6 North Baja
- 7 Ventures LP
- 8 Tamazunchale
- 9 Tuscarora (participation effective de 32,1 %)
- 10 Northern Border (participation effective de 16,1 %)
- 11 Great Lakes (participation effective de 68,5 %)
- 12 Iroquois (participation de 44,5 %)
- 13 TQM (participation de 50 %)
- 14 Portland (participation de 61,7 %)
- 15 Bison (en voie d'aménagement)
- 16 Projet de gazoduc de la route de l'Alaska (proposé par TransCanada)
- 17 Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (proposé par les producteurs)

### Oléoduc

- 18 Projet d'oléoduc Keystone (participation de 62 %) (en construction)
- 19 Expansion de Keystone (participation de 62 %) (en voie d'aménagement)

### Stockage de gaz naturel

- 20 Stockage de gaz naturel d'ANR



## ÉNERGIE

### Production d'électricité

- |   |   |
|---|---|
| 1 Bear Creek  | 12 Bécancour  |
| 2 MacKay River  | 13 Cartier énergie éolienne (participation de 62 %) (en construction) |
| 3 Redwater  | 14 Grandview  |
| 4 CAE de Sundance A   | 15 Projet éolien Kibby (en construction)                              |
| 5 CAE de Sundance B (participation de 50 %)                   | 16 TC Hydro   |
| 6 CAE de Sheerness  | 17 OSP  |
| 7 Carseland   | 18 Ravenswood   |
| 8 Cancarb   | 19 Coolidge (en voie d'aménagement)                                   |
| 9 Bruce Power (Bruce A – 48,9 %, Bruce B – 31,6 %)            |   |
| 10 Halton Hills (en construction)                             |   |
| 11 Portlands Energy (participation de 50 %) (en construction) |   |

### Stockage de gaz naturel

- 20 Edson
- 21 CrossAlta (participation de 60 %)

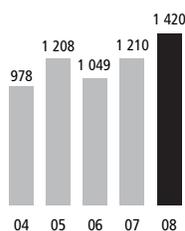
## Points saillants des résultats financiers

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars)

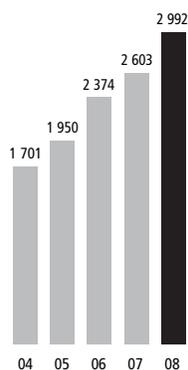
	2004	2005	2006	2007	2008
<b>Bénéfice</b>					
Résultat comparable <sup>(1)</sup>	791	838	923	1 087	<b>1 259</b>
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	1 030	1 208	1 077	1 210	<b>1 420</b>
<b>Flux de trésorerie</b>					
Fonds provenant de l'exploitation (Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	1 701	1 950	2 374	2 603	<b>2 992</b>
Rentrées nettes provenant des activités poursuivies	1 729	1 902	2 074	2 818	<b>2 804</b>
Dépenses en immobilisations et acquisitions	2 046	2 071	2 042	5 874	<b>6 363</b>
<b>Bilan</b>					
Total de l'actif	22 421	24 113	26 386	31 737	<b>40 935</b>
Dette à long terme	9 749	9 640	10 887	12 377	<b>15 368</b>
Billets subordonnés de rang inférieur	–	–	–	975	<b>1 213</b>
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	6 484	7 164	7 618	9 664	<b>12 574</b>

<sup>(1)</sup> Mesure non conforme aux PCGR qui ne constitue pas une mesure définie prescrite par les principes comptables généralement reconnus. Il y a lieu de se reporter à la page 12 du rapport de gestion, dans le rapport annuel 2008, pour un complément d'information sur les mesures non conformes aux PCGR.

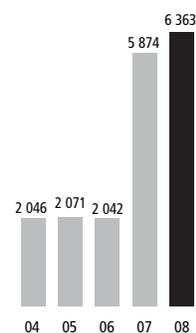
**Bénéfice net revenant  
aux actionnaires  
ordinaires découlant  
des activités  
poursuivies**  
(en millions de dollars)



**Fonds provenant  
de l'exploitation**  
(en millions de dollars)



**Dépenses en  
immobilisations  
et acquisitions**  
(en millions de dollars)



## TABLE DES MATIÈRES

<b>TCPL – APERÇU</b>	4
<b>TCPL – STRATÉGIE</b>	5
<b>REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS</b>	
Principales données financières consolidées des trois derniers exercices	7
Points saillants	8
Résultats sectoriels	10
Résultats d'exploitation	11
<b>INFORMATIONS PROSPECTIVES</b>	11
<b>MESURES NON CONFORMES AUX PCGR</b>	12
<b>PERSPECTIVES</b>	13
<b>PIPELINES</b>	
Points saillants	16
Résultats	16
Analyse financière	17
Possibilités et faits nouveaux	20
Risques d'entreprise	23
Perspectives	26
Volumes de livraison de gaz naturel	29
<b>ÉNERGIE</b>	
Points saillants	32
Résultats	32
Centrales – Capacité de production nominale et type de combustible	33
Analyse financière	34
Possibilités et faits nouveaux	44
Risques d'entreprise	46
Perspectives	47
<b>SIÈGE SOCIAL</b>	
Résultats	48
Résultats financiers	48
Perspectives	49
<b>ACTIVITÉS ABANDONNÉES</b>	49
<b>SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT</b>	
Résumé des flux de trésorerie	50
Points saillants	50
<b>OBLIGATIONS CONTRACTUELLES</b>	
Obligations contractuelles	55
Remboursements de capital	56
Paiements d'intérêts	56
Obligations d'achat	57
<b>GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS</b>	
Risques financiers et instruments financiers	59
Autres risques	67

---

<b>CONTRÔLES ET PROCÉDURES</b>	70
<b>PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE</b>	71
<b>MODIFICATIONS COMPTABLES</b>	74
<b>PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES TRIMESTRIELLES</b>	76
<b>POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2008</b>	78
<b>RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS</b>	81
<b>RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES</b>	81
<b>GLOSSAIRE</b>	82

*Le rapport de gestion daté du 23 février 2009 doit être lu à la lumière des états financiers consolidés vérifiés de TransCanada Pipelines Limited (« TCPL » ou la « société ») et des notes y afférentes de l'exercice terminé le 31 décembre 2008, qui ont été établis selon les principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada. Il porte sur la situation financière et sur les activités de TCPL au 31 décembre 2008 et pour l'exercice terminé à cette date. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les abréviations et les acronymes utilisés dans le présent rapport de gestion sont définis dans le glossaire paraissant dans le rapport annuel 2008 de la société.*

## **TCPL – APERÇU**

L'année 2008 marque le 50<sup>e</sup> anniversaire de l'achèvement du premier gazoduc de TCPL, reliant l'Alberta à l'Ontario et au Québec. Forte de 50 années d'expérience, TCPL joue un rôle important dans l'aménagement et l'exploitation d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, dont des gazoducs et des oléoducs, des centrales électriques et des installations de stockage de gaz.

Au cours des neuf dernières années, TCPL a investi environ 24 milliards de dollars dans des projets d'investissement, et le total de son actif dépasse actuellement 40 milliards de dollars. La société exécute actuellement un programme d'investissement de 18 milliards de dollars et la plupart des projets devraient être achevés d'ici 2012. À plus long terme, TCPL a l'intention de poursuivre son programme de recherche et de réalisation de projets d'infrastructures à grande échelle. TCPL est déterminée à conserver la solidité financière nécessaire pour aménager les infrastructures énergétiques qui permettront de répondre à la demande croissante d'énergie, de faire face à l'évolution de la dynamique entre l'offre et la demande et de remplacer les infrastructures nord-américaines vieillissantes.

### **Actifs pipeliniers**

Le réseau de TCPL, constitué de plus de 59 000 kilomètres (« km ») (36 661 milles) de gazoducs détenus en propriété exclusive et de 7 800 km (4 847 milles) de gazoducs détenus partiellement, transporte 20 % du gaz naturel consommé en Amérique du Nord et relie la presque totalité des grands bassins d'approvisionnement en gaz aux marchés gaziers. Les gazoducs de TCPL relient les approvisionnements gaziers de l'Ouest canadien, des régions américaines du centre du continent et du golfe du Mexique aux marchés de choix en Amérique du Nord. Ces actifs sont bien situés pour faire le lien entre les nouvelles sources de gaz naturel, notamment le gaz des régions nordiques, le gaz de schiste du nord-est de la Colombie-Britannique et des États-Unis et le gaz naturel liquéfié (« GNL ») importé, et les marchés en plein essor.

Le réseau de l'Alberta de TCPL a assuré la collecte de 66 % du gaz naturel produit dans l'Ouest canadien, soit 15 % de toute la production nord-américaine en 2008. TCPL exporte du gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC ») jusque dans l'Est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis par le truchement de trois réseaux de gazoducs détenus en propriété exclusive : le réseau principal au Canada, le réseau de Gas Transmission Northwest (« réseau GTN ») et celui de Foothills Pipe Lines Ltd. (« Foothills »). TCPL exporte également du gaz naturel du BSOC jusque dans l'Est du Canada et dans les régions de l'Ouest, du Midwest et du Nord-Est des États-Unis par le truchement de six réseaux de gazoducs qu'elle détient partiellement : Great Lakes, Iroquois, Portland, TQM, Northern Border et Tuscarora. Certains de ces réseaux de gazoducs sont détenus par le truchement de la participation de 32,1 % de la société dans TC PipeLines, LP (« PipeLines LP »).

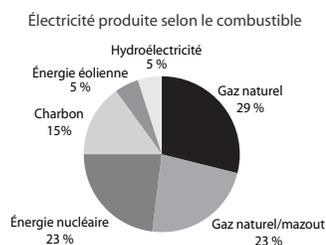
TCPL a fait l'acquisition d'ANR en février 2007. ANR transporte du gaz naturel des gisements en exploitation situés principalement en Oklahoma, au Texas, en Louisiane et dans le golfe du Mexique jusqu'à des marchés dans les États du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana. Par ailleurs, ANR est reliée à de nombreux autres gazoducs, ce qui permet aux clients d'avoir accès à diverses sources d'approvisionnement en Amérique du Nord, notamment dans l'Ouest canadien et dans les Rocheuses, de même qu'à tout un éventail de marchés de consommation dans le Midwest américain et le Nord-Est des États-Unis. ANR détient et exploite une capacité de stockage de gaz naturel réglementée de 250 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup> ») au Michigan.

En outre, TCPL a convenu de porter à 79,99 % sa participation dans TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership et dans TransCanada Keystone Pipeline LP (collectivement, « partenariats de Keystone »). Elle s'est associée à ConocoPhillips, société de production et de raffinage de pétrole et de gaz intégrée d'envergure mondiale, pour construire l'oléoduc Keystone. Présentement en cours de construction, cet oléoduc transportera 1,1 million de barils par jour (« b/j ») de pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés du Midwest américain, à Wood River et à Patoka, en Illinois, et à destination de Cushing, en Oklahoma, et de marchés de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. L'oléoduc, qui fait l'objet de contrats à long terme conclus avec de solides contreparties, offre une option de

transport à faible coût. Bien que le ralentissement économique actuel et les faibles prix du pétrole aient quelque peu freiné le rythme des nouveaux projets de mise en valeur des sables bitumineux, l'évolution de la conjoncture à moyen et à long terme en Alberta fournira des occasions intéressantes pour l'aménagement de nouvelles infrastructures de transport de pétrole brut.

### Actifs énergétiques

La capacité de l'entreprise d'énergie de TCPL est passée de 754 mégawatts (« MW ») en 1999 à plus de 10 900 MW en 2008. Le portefeuille d'actifs de production d'électricité de la société, principalement à faible coût, pour la charge de base ou les installations faisant l'objet de contrats à long terme est bien diversifié avec au total 19 centrales situées en Alberta, dans l'Est du Canada, en Nouvelle-Angleterre et à New York. Le graphique ci-après illustre chaque type de combustible en pourcentage du portefeuille d'actifs énergétiques de la société.



TCPL a mis sur pied une importante entreprise de stockage de gaz naturel non réglementée en Alberta, dans laquelle elle détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel de 120 Gpi<sup>3</sup>, soit environ un tiers de la capacité à l'échelle de la province.

Les possibilités et les faits nouveaux, à l'égard de l'entreprise de pipelines et de l'entreprise d'énergie de la société, font l'objet d'un traitement plus approfondi dans les sections sur les pipelines et sur l'énergie du présent rapport de gestion.

## TCPL – STRATÉGIE

TCPL se voit devenir la plus importante société d'infrastructures énergétiques en Amérique du Nord, s'intéressant grandement aux possibilités qui se présentent à l'égard des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où elle bénéficie ou pourrait bénéficier d'un solide avantage concurrentiel. Depuis 2000, les stratégies clés de TCPL ont continué d'évoluer au rythme de la croissance et du développement de la société et en fonction de la redéfinition de son contexte commercial. La stratégie générale de TCPL s'articule autour de cinq activités fondamentales créatrices de valeur :

1. Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie
2. Entretien d'un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité
3. Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement
4. Maximiser la capacité concurrentielle de TCPL
5. Optimiser la solidité financière et la réputation de TCPL

Chaque activité est définie par un ensemble d'actions intégrées et d'objectifs de rendement.

### *Maximiser la valeur des infrastructures énergétiques et des positions commerciales de TCPL tout au long de leur cycle de vie*

Pour maximiser la valeur, tout au long de leur cycle de vie, des actifs et des positions commerciales qui produisent des flux de trésorerie et des bénéfices prévisibles et durables, TCPL a recours à un modèle commercial à faibles risques. Du fait qu'il relie les bassins classiques et nouveaux aux marchés en plein essor, le réseau de gazoducs de l'entreprise de pipelines de la société permet de proposer un service efficient et des taux concurrentiels. L'entreprise d'énergie de TCPL propose, sur les marchés de l'électricité en plein essor, des conventions d'achat d'électricité à long terme et la production à faible coût de la charge de base. Les activités de la société dans les secteurs gazier, nucléaire, éolien et hydroélectrique témoignent de son engagement à l'égard d'un avenir énergétique durable. TCPL continue de juger prioritaire l'exploitation de ses biens commerciaux et matériels à long terme. La société s'efforce de maximiser la durée et la valeur de ses actifs en mettant l'accent sur les initiatives commerciales durables, issues d'une participation à l'évolution du marché et de la réglementation, alliées à un programme d'investissement.

### ***Entretenir un portefeuille axé sur des possibilités de mise en valeur de grande qualité***

Les régions essentielles de l'ouest et de l'est de la société sont la pierre d'angle des projets de croissance des entreprises de pipelines et d'énergie. La société envisage de nouveaux marchés qui présentent des facteurs fondamentaux favorables dans des régions où elle possède, ou pourrait posséder, une capacité concurrentielle. L'accent continue d'être placé sur des actifs en électricité à faible coût pour la charge de base ou encore sur des actifs en électricité et de stockage de gaz naturel auxquels sont associés des contrats garantis à long terme signés par des parties dignes de confiance. La possibilité d'aménager de nouvelles installations ou d'en acquérir certaines qui existent déjà, pour la production d'électricité, le transport d'électricité et le stockage de gaz naturel, est étudiée lorsque les critères de la société en matière d'investissement sont respectés. De nouveaux projets pipeliniers ou de réaménagement d'installations en place sont à l'étude afin de diversifier l'entreprise de pipelines et d'ajouter à la valeur des actifs existants. Les principaux secteurs ciblés comprennent l'aménagement de nouvelles installations pour relier les gazoducs de la société aux réserves des régions nordiques et aux nouveaux approvisionnements de gaz de schiste au Canada et aux États-Unis et pour transporter le pétrole brut depuis les sables bitumineux en Alberta. D'autres occasions de croissance possibles comprennent l'acquisition d'actifs de transport de gaz naturel et de pétrole qui cadrent avec les actifs existants de TCPL, l'acquisition de participations de partenaires dans des pipelines associés et l'acquisition d'entreprises de transport autonomes dans de nouvelles régions nord-américaines.

### ***Concevoir sur le plan commercial et mener à bien de nouveaux programmes d'investissement***

Le programme d'investissement de 18 milliards de dollars en cours de TCPL devrait commencer, en 2009, à générer des produits pour les quatre prochains exercices. La société est résolue à terminer les projets prévus par son programme d'investissement dans le respect du calendrier et du budget afin d'assurer les services proposés à ses clients et de produire un rendement pour ses actionnaires. Son vaste portefeuille de projets est caractérisé par des flux de rentrées de fonds à long terme en grande partie sous contrat et par une exposition limitée aux risques liés aux coûts en capital. Il s'agit des caractéristiques principales du modèle utilisé par TCPL pour gérer les risques liés à la construction et rehausser le rendement réalisé sur ses nouveaux programmes d'investissement. Cette stratégie sera préconisée pour les occasions de croissance au sein des secteurs des pipelines et de l'énergie qui répondent aux nouveaux besoins en infrastructures énergétiques en Amérique du Nord.

### ***Maximiser la capacité concurrentielle de TCPL***

TCPL aura recours à sa capacité concurrentielle pour connaître une croissance et une exploitation responsables et rentables. Dans le secteur des pipelines et des infrastructures énergétiques, la taille et l'envergure de l'exploitation doivent être suffisantes pour à la fois livrer une concurrence efficace et offrir aux clients un rapport qualité-prix indéniable. La société croit que sa capacité concurrentielle se caractérise par la discipline dont elle fait preuve en matière d'exploitation et de gouvernance, de gestion de projets et des risques et de gestion financière ainsi que par l'accès à des capitaux à des modalités convenables. TCPL s'efforce d'assurer à ses clients, sans danger et à faible coût, des services fiables de manière responsable en rehaussant son efficacité, sa fiabilité opérationnelle, son rendement sur le plan de l'environnement et sa fiche de sécurité. La société s'efforce par ailleurs d'entretenir des relations constructives avec les principaux groupes de parties prenantes. Il incombe à tous les employés de tirer partie de cette capacité, car tous les employés contribuent au succès de la société. Afin de maximiser la qualité, la capacité et la contribution des employés de la société, la direction favorise et appuie la pensée innovatrice, le perfectionnement du personnel et le leadership.

### ***Optimiser la solidité financière et la réputation de TCPL***

TCPL continue de privilégier sa réputation à l'égard de sa solidité financière, qui est fondée sur ses antécédents prévisibles en matière de résultats et de flux de trésorerie. La société continue de communiquer des renseignements sur sa performance financière aux porteurs actuels et éventuels de titres de créance et de titres de participation, tout en veillant à assurer une gestion des risques transparente. TCPL a pour objectif de maintenir un accès continu à du capital à faible coût, quelles que soient les conditions commerciales, afin de pouvoir saisir les occasions de croissance et de rehausser sa performance financière.

## REVUE DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

<b>PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES DES TROIS DERNIERS EXERCICES</b>			
<i>(en millions de dollars, sauf les montants par action)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
<b>État des résultats</b>			
Produits	<b>8 619</b>	8 828	7 520
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires			
Activités poursuivies	<b>1 420</b>	1 210	1 049
Activités abandonnées	–	–	28
	<b>1 420</b>	1 210	1 077
Résultat comparable <sup>(1)</sup>	<b>1 259</b>	1 087	923
<b>Données par action ordinaire</b>			
Bénéfice net – de base et dilué			
Activités poursuivies	<b>2,59 \$</b>	2,33 \$	2,17 \$
Activités abandonnées	–	–	0,06
	<b>2,59 \$</b>	2,33 \$	2,23 \$
<b>Résumé des flux de trésorerie</b>			
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	<b>2 992</b>	2 603	2 374
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	<b>(188)</b>	215	(300)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	<b>2 804</b>	2 818	2 074
<b>Bilan</b>			
Total de l'actif	<b>40 935</b>	31 737	23 386
Total du passif à long terme	<b>20 422</b>	17 832	15 014

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le résultat comparable et les fonds provenant de l'exploitation.

## POINTS SAILLANTS

---

### Bénéfice net

- Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires s'est établi à 1 420 millions de dollars en 2008, comparativement à 1 210 millions de dollars en 2007.

### Résultat comparable

- Le résultat comparable de 1 259 millions de dollars enregistré en 2008 ne tient pas compte des gains de 152 millions de dollars comptabilisés par suite des règlements conclus avec certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») dans le cadre de la faillite de cette dernière, d'un produit de 10 millions de dollars touché en règlement d'une action, de la radiation de 27 millions de dollars au titre des coûts antérieurement capitalisés liés au projet de GNL de Broadwater (« Broadwater »), ni des rajustements positifs de 26 millions de dollars au titre des impôts sur les bénéfices. Le résultat comparable de 1 087 millions de dollars affiché en 2007 ne comprenait pas des rajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars, un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains et des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars provenant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.

### Flux de trésorerie liés à l'exploitation

- Les rentrées nettes provenant de l'exploitation se sont chiffrées à 2 804 millions de dollars, soit une diminution de 14 millions de dollars entre 2007 et 2008.
- Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 2 992 millions de dollars en 2008, pour une hausse de 389 millions de dollars ou 15 % comparativement à 2007.

### Activités d'investissement

- En 2008, TCPL a investi 6,4 milliards de dollars dans ses entreprises de pipelines et d'énergie. Les investissements se composaient notamment des opérations suivantes :
  - acquisition, en août 2008, de la centrale électrique de Ravenswood en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture;
  - dépenses en immobilisations de 1,8 milliard de dollars à l'égard de divers projets de l'entreprise de pipelines, dont Keystone et le couloir centre-nord;
  - dépenses en immobilisations de 1,3 milliard de dollars pour des projets liés à l'entreprise d'énergie, dont la remise en exploitation des réacteurs 1 et 2 de Bruce A et la construction de la centrale de Portlands Energy, de la centrale de Halton Hills ainsi que du projet éolien Kibby et de celui de Cartier.

### Activités de financement

- En 2008, TCPL a émis des titres de créance à long terme d'un montant de 2,2 milliards de dollars (déduction faite des coûts d'émission) et pour 2,4 milliards de dollars d'actions ordinaires. Ces émissions se composent principalement des opérations suivantes :
  - en 2008, la société a émis, en faveur de TransCanada Corporation (« TransCanada ») 66,3 millions d'actions ordinaires pour un produit brut d'environ 2,4 milliards de dollars;
  - en août 2008, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 1,5 milliard de dollars US;
  - en août 2008, TCPL a émis 500 millions de dollars de billets à moyen terme;
- En février 2009, la société a émis des billets à moyen terme d'une valeur de 700 millions de dollars.
- En janvier 2009, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 2,0 milliards de dollars US.
- En novembre 2008, la société a mis en place une nouvelle facilité de crédit bancaire confirmée de 1,0 milliard de dollars US.

- En juin 2008, la société a conclu un accord relativement à un prêt-relais d'un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US. En août 2008, la société a tiré 255 millions de dollars US de cette facilité, puis elle a annulé le reste des fonds confirmés.

### **Bilan**

- Le total de l'actif s'est accru de 9,2 milliards de dollars par rapport à 2007 pour atteindre 40,9 milliards de dollars en 2008, principalement en raison de l'acquisition de la centrale de Ravenswood, d'investissements dans des projets d'immobilisations des entreprises de pipelines et d'énergie et du raffermissement du dollar américain.
- Les capitaux propres de TCPL se sont accrus de 2,9 milliards de dollars pour atteindre 13,0 milliards de dollars en 2008 comparativement à l'exercice précédent.

### **Dividendes**

- Le 2 février 2009, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2009. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Résultats d'exploitation » et « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les points saillants.

**RÉSULTATS SECTORIELS****Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires**

Exercices terminés les 31 décembre

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

	2008	2007	2006
<b>Pipelines</b>			
Résultat comparable	740	686	529
Postes particuliers (déduction faite des impôts) :			
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	152	–	–
Règlement à l'issue d'une action en justice de GTN	10	–	–
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	–	–	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	–	13
Résultat net	902	686	560
<b>Énergie</b>			
Résultat comparable	641	459	429
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :			
Radiation des coûts de Broadwater	(27)	–	–
Gain à la vente de terrains	–	14	–
Rajustements de la juste valeur de stocks de gaz naturel et de contrats à terme	–	7	–
Redressements et rajustements d'impôts	–	34	23
Résultat net	614	514	452
<b>Siège social</b>			
Charges comparables	(122)	(58)	(35)
Poste particulier :			
Redressements et rajustements d'impôts	26	68	72
Résultat net (charges nettes)	(96)	10	37
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>			
Activités poursuivies <sup>(1)</sup>	1 420	1 210	1 049
Activités abandonnées	–	–	28
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>	1 420	1 210	1 077
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>	1 259	1 087	923
<b>Bénéfice net par action ordinaire – de base</b>			
Activités poursuivies	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$
Activités abandonnées	–	–	0,06
	2,59 \$	2,33 \$	2,23 \$
<sup>(1)</sup> <b>Résultat comparable</b>	1 259	1 087	923
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :			
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	152	–	–
Règlement à l'issue d'une action en justice de GTN	10	–	–
Radiation des coûts de Broadwater	(27)	–	–
Gains à la vente de terrains	–	14	–
Rajustements de la juste valeur de stocks de gaz naturel et de contrats à terme	–	7	–
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	–	–	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	–	13
Redressements et rajustements d'impôts	26	102	95
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies</b>	1 420	1 210	1 049

## RÉSULTATS D'EXPLOITATION

En 2008, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires et le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies (« résultat net ») ont atteint 1 420 millions de dollars, comparativement à 1 210 millions de dollars en 2007. En 2006, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires et le résultat net s'étaient respectivement établis à 1 077 millions de dollars et à 1 049 millions de dollars. Le résultat de 2006 comprenait le bénéfice net découlant des activités abandonnées de 28 millions de dollars, ce qui reflétait les règlements dans le cadre de la faillite de la société Mirant et de certaines de ses filiales (« Mirant ») relativement à des opérations avec l'entreprise de commercialisation du gaz de TCPL, dont TCPL s'est dessaisie en 2001.

En 2008, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires comprenait des gains de 152 millions de dollars après les impôts sur les actions de Calpine reçues par GTN et Portland comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, le produit de 10 millions de dollars après les impôts touché par GTN à l'issue du règlement d'une action en justice et la radiation de 27 millions de dollars après les impôts de coûts antérieurement capitalisés dans le cadre du projet de Broadwater. Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires en 2008 comprenait également des rajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes. Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de 2007 tenait compte des rajustements d'impôts favorables de 102 millions de dollars (68 millions de dollars pour le secteur du siège social et 34 millions de dollars pour celui de l'énergie) constatés en 2007 relativement à des modifications à la législation fiscale fédérale et provinciale au Canada, au règlement de certaines questions fiscales et à une restructuration interne. En outre, le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de 2007 tenait compte d'un gain après les impôts de 14 millions de dollars à la vente de terrains et des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars après les impôts provenant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En 2006, le résultat net incluait des rajustements d'impôts favorables de 95 millions de dollars, le produit dégagé d'un règlement de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de Mirant et un gain après les impôts de 13 millions de dollars découlant de la vente de la participation de commandité de TCPL dans Northern Border Partners, L.P.

À l'exclusion des éléments mentionnés ci-dessus, le résultat comparable pour 2008, 2007 et 2006 a été respectivement de 1 259 millions de dollars, 1 087 millions de dollars et 923 millions de dollars. En 2008, le résultat comparable s'est accru de 172 millions de dollars par rapport à l'année précédente, en raison de l'accroissement du résultat des entreprises des pipelines et de l'énergie, annulé en partie par la hausse des charges nettes du siège social. Le résultat de l'entreprise de pipelines a progressé en 2008 comparativement à 2007, en raison de l'inclusion du résultat d'ANR sur l'exercice complet de 2008. Le résultat du secteur de l'énergie a été supérieur en 2008 au chiffre inscrit en 2007 du fait de l'accroissement du résultat des installations énergétiques de l'Ouest, des installations énergétiques de l'Est et de Bruce A et Bruce B (collectivement, « Bruce Power »), surtout en raison de la hausse des prix réalisés. Les charges nettes du siège social ont augmenté en 2008 par rapport à 2007, principalement en raison de pertes non réalisées découlant de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui servent à gérer l'exposition de TCPL à la hausse des taux d'intérêt mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture et de l'augmentation des charges financières.

En 2007, le résultat comparable s'est accru de 164 millions de dollars par rapport à 2006, surtout en raison de la progression du résultat en 2007 compte tenu de l'acquisition d'ANR en février 2007, du résultat sur un exercice complet pour la centrale de Bécancour et l'installation de stockage de gaz Edson, ainsi que de l'incidence positive des règlements tarifaires pour le réseau GTN et pour le réseau principal au Canada. Ces augmentations ont été en partie annulées par l'apport inférieur de Bruce Power en 2007.

Les résultats de chaque secteur d'exploitation sont présentés plus en détail dans les sections sur les pipelines, l'énergie et le siège social du présent rapport de gestion.

## INFORMATIONS PROSPECTIVES

Le présent rapport de gestion peut contenir certaines informations prospectives qui sont assujetties à des risques et à des incertitudes importants. Les verbes « prévoir », « s'attendre », « croire », « pouvoir », « devoir », « estimer », « projeter », « entrevoir » ou autres termes du genre sont utilisés pour indiquer de telles informations prospectives. Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document visent à fournir aux actionnaires et investisseurs éventuels de TCPL de l'information sur TCPL et ses filiales, notamment l'évaluation de la direction des plans et perspectives financiers et opérationnels futurs de TCPL et de ses filiales. Les énoncés prospectifs présentés dans le présent document peuvent comprendre, notamment, des énoncés au sujet des perspectives commerciales et de la performance financière prévues

de TCPL et de ses filiales, des attentes ou des prévisions quant aux événements futurs, aux stratégies et objectifs de croissance et d'expansion, des flux de trésorerie, des coûts, des calendriers et des résultats d'exploitation et financiers prévus et futurs ainsi que des incidences prévues d'engagements futurs et de passifs éventuels. Tous les énoncés prospectifs sont fondés sur les croyances et les hypothèses de TCPL, lesquelles reposent sur l'information disponible au moment où les énoncés ont été formulés. Les résultats ou les événements réels pourraient différer de ceux prévus dans les énoncés prospectifs. Les facteurs en raison desquels les événements ou les résultats réels pourraient différer sensiblement des attentes actuelles comprennent, notamment, la capacité de TCPL de mettre en œuvre ses initiatives stratégiques avec succès et la question de savoir si ces initiatives stratégiques produiront les avantages escomptés, le rendement d'exploitation des actifs pipeliniers et énergétiques de la société, la disponibilité et les prix des produits énergétiques de base, les processus réglementaires et décisions des organismes de réglementation, les changements aux lois et règlements environnementaux et autres, les facteurs de concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'énergie, la construction et l'achèvement des projets d'investissement, les coûts de la main-d'œuvre, de l'équipement et des matériaux, l'accès aux marchés financiers, les taux d'intérêt et de change, les avancées technologiques ainsi que la conjoncture économique en Amérique du Nord. De par leur nature, les énoncés prospectifs sont assujettis à divers risques et incertitudes, y compris les risques importants présentés plus en détail sous les rubriques « Pipelines », « Énergie » et « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion, qui pourraient faire en sorte que les résultats et événements réels de TCPL pourraient varier considérablement de ceux présentés. Pour un complément d'information sur ces facteurs et sur d'autres facteurs, il y a lieu de consulter les rapports déposés par TCPL auprès des autorités en valeurs mobilières du Canada et de la Securities and Exchange Commission (« SEC ») des États-Unis. Le lecteur ne devrait pas se fier outre mesure aux présentes informations prospectives, fournies à la date à laquelle elles sont présentées dans le présent rapport de gestion ou autrement, et ne devrait avoir recours aux perspectives financières ou à l'information axée sur ce qui est à venir que dans l'esprit où celles-ci ont été avancées. TCPL n'a l'obligation ni de mettre à jour publiquement ni de réviser quelque information prospective que ce soit pour tenir compte de nouvelles informations ou d'événements futurs, ou pour quelque autre raison, sauf si la loi l'exige.

### MESURES NON CONFORMES AUX PCGR

Dans le présent rapport de gestion, TCPL utilise les mesures « résultat comparable », « fonds provenant de l'exploitation » et « bénéfice d'exploitation ». Ces mesures ne constituent pas des mesures financières définies dans les PCGR du Canada. Par conséquent, elles sont considérées comme étant des mesures non conformes aux PCGR et elles ne sont vraisemblablement pas comparables à des mesures semblables présentées par d'autres entités. La direction de TCPL a recours aux mesures non conformes aux PCGR pour être en mesure de mieux comparer les résultats financiers d'une période de référence à l'autre et de mieux comprendre les données sur le rendement opérationnel, la situation de trésorerie et la capacité de générer des fonds pour financer son exploitation. Les mesures non conformes aux PCGR fournissent également au lecteur des renseignements supplémentaires sur le rendement opérationnel de TCPL, sur sa situation de trésorerie et sur sa capacité de générer des fonds afin de financer son exploitation.

La direction utilise le résultat comparable (les charges comparables) pour mieux évaluer les tendances dans les activités sous-jacentes de la société. Le résultat comparable comprend le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies rajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société pendant l'exercice. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de discernement pour choisir les postes à exclure du calcul du résultat comparable, dont certains peuvent être récurrents. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains remboursements et rajustements d'impôts sur les bénéfices, des gains ou des pertes à la vente d'actifs, des règlements issus d'actions en justice ou de faillites d'entreprises ainsi que certains rajustements de la juste valeur. Le tableau « Résultats sectoriels » du présent rapport de gestion fait état du rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires découlant des activités poursuivies.

Les fonds provenant de l'exploitation représentent les rentrées nettes provenant de l'exploitation avant les variations du fonds de roulement d'exploitation. Le rapprochement des fonds provenant de l'exploitation et des rentrées nettes provenant de l'exploitation est présenté dans le tableau « Résumé des flux de trésorerie », sous la rubrique « Situation de trésorerie et sources de financement » du présent rapport de gestion.

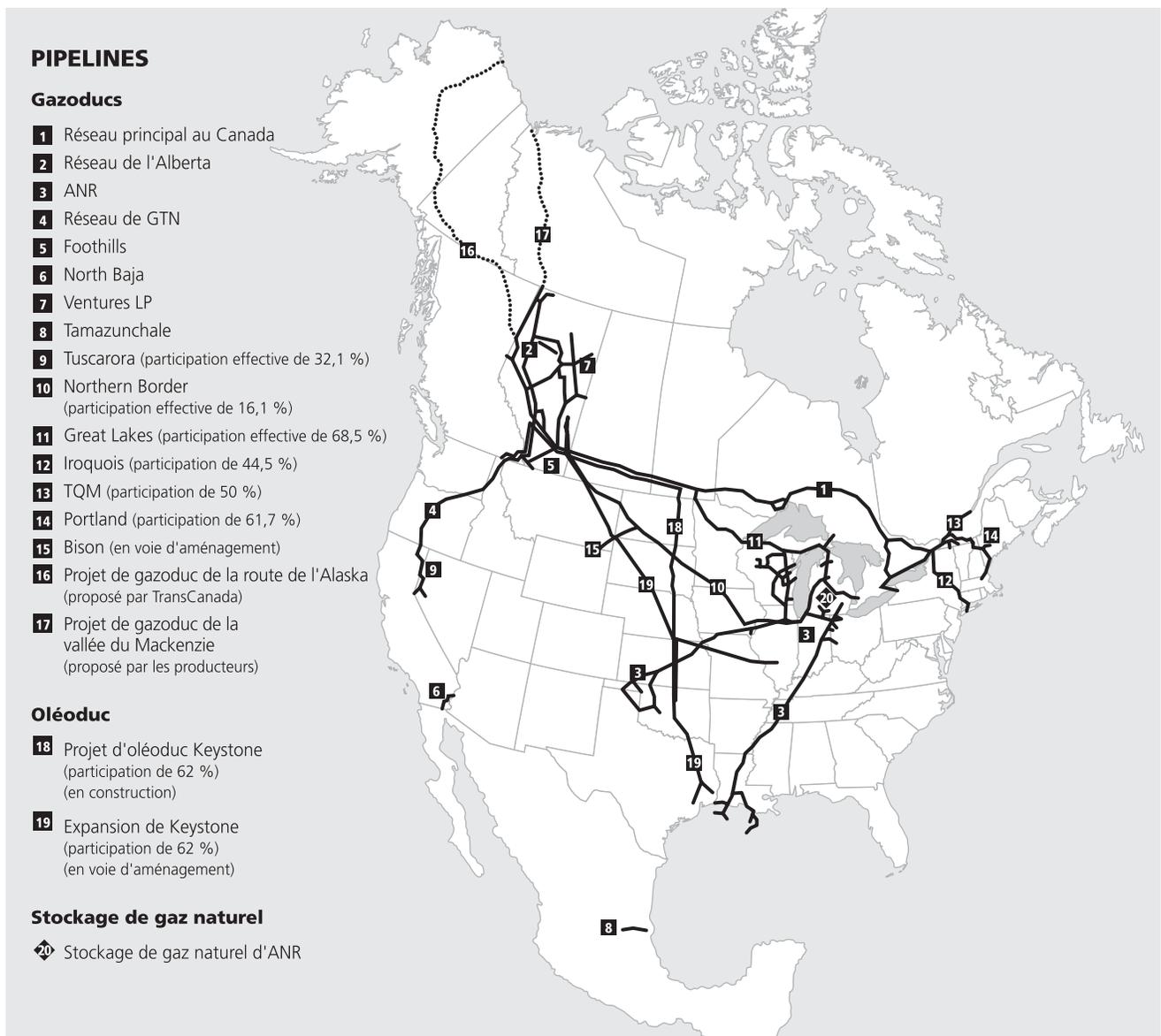
Le bénéfice d'exploitation est une mesure déclarée par l'entreprise d'énergie de la société. Il représente les produits moins les charges d'exploitation figurant dans les états consolidés des résultats. Le rapprochement du bénéfice d'exploitation et du bénéfice net est présenté sous la rubrique « Énergie » du présent rapport de gestion.

## PERSPECTIVES

La stratégie d'entreprise de TCPL s'appuie sur l'objectif d'assurer la croissance à long terme de ses entreprises de pipelines et d'énergie avec discipline et rigueur. TCPL estime que son résultat net et ses flux de trésorerie, alliés à un bilan solide et à un accès prouvé aux marchés financiers, devraient lui permettre, en 2009 et au-delà, de continuer à jouir de la solidité financière nécessaire pour mener à bien son programme d'investissement en cours et s'intéresser à de nouvelles possibilités de croissance à long terme ainsi que créer une valeur supplémentaire à long terme au profit de ses actionnaires avec la même démarche disciplinée et modérée dont la société a fait preuve dans l'élaboration de son programme d'investissement actuel. TCPL croit que cette prudence est particulièrement importante dans la conjoncture actuelle en Amérique du Nord. La société poursuivra, en 2009, la mise en œuvre de la stratégie qu'elle a adoptée pour son entreprise de pipelines et son entreprise d'énergie, dont il est question sous la rubrique « TCPL – Stratégie » du présent rapport de gestion.

Le ralentissement économique actuel ne devrait pas avoir d'incidence importante sur le résultat à court terme de TCPL, puisque la majorité des activités de la société sont appuyées par des contrats à long terme ou bénéficient d'un rendement réglementé. En outre, l'attention que TCPL continue d'accorder à la gestion des risques devrait permettre d'atténuer encore les répercussions du ralentissement économique actuel pour TCPL.

Un certain nombre de facteurs de risque et de développements peuvent avoir des incidences positives ou négatives sur les résultats de la société en 2009, notamment ceux dont il est question dans le présent rapport de gestion, sous les rubriques « Informations prospectives », « Pipelines – Risques d'entreprise » et « Énergie – Risques d'entreprise ». Il y a lieu de se reporter aux rubriques « Pipelines – Perspectives », « Énergie – Perspectives » et « Siège social – Perspectives » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les perspectives.



**RÉSEAU PRINCIPAL AU CANADA** Détenu à 100 % par TCPL, le réseau principal au Canada est un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend sur 14 101 km (8 762 milles), depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan jusqu'à la frontière entre le Québec et le Vermont. Il est raccordé à d'autres gazoducs au Canada et aux États-Unis.

**RÉSEAU DE L'ALBERTA** Détenu à 100 % par TCPL, le réseau de l'Alberta est un réseau de transport de gaz naturel de 23 705 km (14 730 milles) en Alberta. Ce réseau de transport, l'un des plus importants en Amérique du Nord, recueille le gaz pour consommation dans la province et l'achemine jusqu'à divers points frontaliers, où il est raccordé au réseau principal au Canada de la société, aux gazoducs de Foothills et à des gazoducs appartenant à d'autres sociétés.

**ANR** Détenu à 100 % par TCPL, le réseau de transport de gaz naturel d'ANR de 17 000 km (10 563 milles) rayonne à partir de gisements en exploitation principalement situés au Texas ainsi qu'en Oklahoma dans sa partie sud-ouest et dans le golfe du Mexique et en Louisiane pour son tronçon du sud-est. Il s'étend jusqu'à des marchés qui sont situés en majeure partie au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana. De plus, le gazoduc d'ANR est relié à d'autres gazoducs de manière à assurer l'accès à diverses sources d'approvisionnement en Amérique du Nord, y compris l'Ouest canadien et le bassin des Rocheuses, de même qu'à divers marchés du Midwest américain et du Nord-Est des États-Unis. Par ailleurs, ANR détient et exploite des installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan, dont la capacité totale s'élève à 250 Gpi<sup>3</sup>.

**RÉSEAU DE GTN** Détenu à 100 % par TCPL, le réseau de GTN est un gazoduc de 2 174 km (1 351 milles) qui relie Foothills au réseau de transport de gaz Pacific Gas and Electric Company en Californie, au pipeline Northwest de Williams Companies, Inc., dans l'État de Washington et en Oregon, ainsi qu'à Tuscarora.

**FOOTHILLS** Détenu à 100 % par TCPL, le réseau Foothills de 1 241 km (771 milles) dans l'Ouest canadien achemine du gaz naturel du centre de l'Alberta jusqu'à la frontière avec les États-Unis pour desservir des marchés du Midwest américain, des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, de la Californie et du Nevada.

**NORTH BAJA** Détenu par TCPL à 100 %, le réseau de gazoducs North Baja s'étend sur 129 km (80 milles), depuis Ehrenberg, dans le sud-ouest de l'Arizona jusqu'à un point situé près d'Ogilby, en Californie, à la frontière avec le Mexique, où il est raccordé au réseau de pipelines de Gasoducto Bajanorte.

**VENTURES LP** Détenu à 100 % par TCPL, le réseau Ventures LP est composé d'un pipeline de 161 km (100 milles) et des installations connexes qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux près de Fort McMurray, en Alberta, ainsi qu'un pipeline de 27 km (17 milles) qui approvisionne en gaz un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta.

**TAMAZUNCHALE** Détenu à 100 % par TCPL, Tamazunchale est un gazoduc d'une longueur de 130 km (81 milles) dans le centre-est du Mexique et ayant son point de départ aux installations de Pemex Gas près de Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à une centrale près de Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi.

**TUSCARORA** Détenu à 100 % par PipeLines LP, Tuscarora est un réseau pipelinier de 491 km (305 milles) qui achemine du gaz naturel à partir d'un point d'interconnexion avec le réseau GTN à Malin, en Oregon, et qui va jusqu'à Wadsworth, au Nevada, avec différents points de livraison dans le nord-est de la Californie et dans le nord-ouest du Nevada. Par le truchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 32,1 % dans Tuscarora, qu'elle exploite.

**NORTHERN BORDER** Détenu à 50 % par PipeLines LP, le réseau de transport de gaz naturel de Northern Border, d'une longueur de 2 250 km (1 398 milles), dessert le Midwest américain depuis un point de raccordement à Foothills près de Monchy, en Saskatchewan. Par le truchement de sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP, TCPL détient une participation effective de 16,1 % dans Northern Border, qu'elle exploite.

**GREAT LAKES** Détenu à 53,6 % par TCPL et à 46,4 % par PipeLines LP, le réseau de gazoducs de Great Lakes, d'une longueur de 3 404 km (2 115 milles), est raccordé au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, et dessert des marchés du centre du Canada et du Midwest américain. TCPL détient une participation effective de 68,5 % dans Great Lakes par le truchement de sa participation directe de 53,6 % et de sa participation indirecte de 32,1 % dans PipeLines LP. TCPL est aussi l'exploitant de Great Lakes.

**IROQUOIS** Détenu à 44,5 % par TCPL, le réseau de gazoducs Iroquois, qui s'étend sur 666 km (414 milles) se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, et alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis.

**TQM** Détenu à 50 % par TCPL, TQM est un réseau de pipelines d'une longueur de 572 km (355 milles) qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui, au Québec, achemine du gaz naturel de Montréal à Québec. Il est relié au réseau de Portland. TCPL est l'exploitant de TQM.

**PORTLAND** Détenu à 61,7 % par TCPL, le pipeline de Portland, d'une longueur de 474 km (295 milles), est raccordé aux installations de TQM près d'East Hereford, au Québec. Il permet de livrer du gaz naturel à des clients du Nord-Est des États-Unis. TCPL en assure l'exploitation.

**BISON** Le projet de pipeline Bison prévoit la construction d'un pipeline de 480 kilomètres (298 milles), depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord.

**KEYSTONE** L'oléoduc Keystone, fait de 3 456 km (2 147 milles) de canalisations en construction, transportera au départ du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés du Midwest américain, à Wood River et à Patoka, en Illinois, puis à destination de Cushing, en Oklahoma. En outre, un projet d'expansion du pipeline jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique actuellement en cours devrait prolonger le réseau de 2 720 km (1 690 milles). La mise en service devrait commencer à la fin de 2009 en ce qui concerne le tronçon de Wood River à Patoka et vers la fin de 2010 dans le cas du tronçon de Patoka à Cushing. L'expansion jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique devrait être mise en service en 2012, sous réserve des autorisations réglementaires. En 2008, TCPL a convenu de hausser sa participation dans Keystone pour la porter à 79,99 %. Au 31 décembre 2008, la participation de TCPL dans Keystone était de 62 %.

**TRANSGAS** TCPL détient une participation de 46,5 % dans TransGas, un réseau de transport de gaz naturel de 344 km (214 milles) qui s'étend de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, jusqu'à Cali, dans le sud-ouest de ce pays.

**GAS PACIFICO/INNERGY** Détenu à 30 % par TCPL, Gas Pacifico est un réseau de transport de gaz naturel de 540 km (336 milles) qui prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili. TCPL détient en outre une participation de 30 % dans INNERGY, société de commercialisation de gaz naturel industriel établie à Concepción, au Chili, qui assure la commercialisation du gaz naturel véhiculé par Gas Pacifico.

## PIPELINES – POINTS SAILLANTS

- Le bénéfice net de l'entreprise de pipelines s'est établi à 902 millions de dollars en 2008, soit 216 millions de dollars de plus que les 686 millions de dollars inscrits en 2007. Le résultat comparable de cette entreprise s'est chiffré à 740 millions de dollars en 2008, en hausse de 54 millions de dollars sur le chiffre de 686 millions de dollars enregistré en 2007.
- Les partenariats de Keystone ont entrepris la construction du tronçon de l'oléoduc Keystone qui acheminera du pétrole jusqu'à des marchés du Midwest américain et de Cushing, en Oklahoma, et a obtenu des engagements de transport à l'appui du prolongement futur du réseau vers des marchés de la côte américaine du golfe du Mexique.
- TCPL a entrepris la construction de l'expansion du couloir du centre-nord au coût d'environ 925 millions de dollars après avoir reçu l'approbation de l'Alberta Utilities Commission (« AUC »).
- L'AUC a approuvé la demande de TCPL concernant le règlement au sujet des besoins en produits du réseau pour 2008-2009.
- TCPL a déposé auprès de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») une demande sollicitant l'application de la compétence fédérale pour le réseau de l'Alberta. La décision de l'ONÉ est attendue au premier trimestre de 2009.
- L'achèvement de la deuxième phase du projet d'accroissement de la capacité de stockage d'ANR (STEP 2008) a permis d'ajouter 14 Gpi<sup>3</sup> de capacité.
- L'État de l'Alaska a accordé à TCPL le permis sollicité aux termes de la loi intitulée *Alaska Gasline Inducement Act* (« AGIA ») en vue de la construction du projet de gazoduc de l'Alaska.

### RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE DE PIPELINES

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2008	2007	2006
<b>Pipelines détenus en propriété exclusive</b>			
Réseau principal au Canada	278	273	239
Réseau de l'Alberta	145	138	136
ANR <sup>(1)</sup>	132	104	s.o.
GTN	65	58	46
Foothills	24	26	27
	<b>644</b>	599	448
<b>Autres pipelines</b>			
Great Lakes <sup>(2)</sup>	44	47	44
PipeLines LP <sup>(3)</sup>	25	18	4
Iroquois	18	15	15
Tamazunchale <sup>(4)</sup>	16	10	2
Autres <sup>(5)</sup>	34	46	51
Mise en valeur des régions nordiques	(9)	(7)	(5)
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(32)	(42)	(30)
	<b>96</b>	87	81
<b>Résultat comparable<sup>(6)</sup></b>	<b>740</b>	686	529
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine <sup>(7)</sup>	152	–	–
Règlement à l'issue d'une action en justice de GTN	10	–	–
Règlement dans le cadre de la faillite de Mirant	–	–	18
Gain à la vente de la participation dans Northern Border Partners, L.P.	–	–	13
<b>Résultat net</b>	<b>902</b>	686	560

- (1) Les résultats d'ANR comprennent le résultat de l'entreprise depuis la date d'acquisition, soit le 22 février 2007.
- (2) Les résultats de Great Lakes rendent compte de la participation de 53,6 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007 et de 50 % avant cette date.
- (3) Les résultats de PipeLines LP comprennent une participation effective supplémentaire de 14,9 % de TCPL dans Great Lakes depuis le 22 février 2007, en raison de l'acquisition par PipeLines LP d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes et de la participation de 32,1 % de TCPL dans PipeLines LP. Avant cette date, la participation détenue par TCPL dans PipeLines LP était de 13,4 %.
- (4) Les résultats de Tamazunchale portent sur les activités menées depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2006.
- (5) Le poste Autres comprend les résultats de Portland, de Ventures LP, de TQM, de TransGas et de Gas Pacifico/INNERGY.
- (6) Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le résultat comparable.
- (7) À la suite des règlements dans le cadre de la faillite de Calpine, GTN et Portland ont reçu des actions de Calpine dont la valeur initiale après les impôts était respectivement de 95 millions de dollars et de 38 millions de dollars (quote-part de TCPL). Ces actions ont par la suite été vendues pour un gain supplémentaire après les impôts de 19 millions de dollars.

En 2008, le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est établi à 902 millions de dollars, comparativement à 686 millions de dollars en 2007 et à 560 millions de dollars en 2006. Le résultat comparable de 740 millions de dollars enregistré par l'entreprise en 2008 ne tient pas compte des gains de 152 millions de dollars après les impôts (279 millions de dollars avant les impôts) touchés par Portland et le réseau GTN comme règlements dans le cadre de la faillite de Calpine ni du produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) reçu par GTN dans le cadre de la poursuite d'un fournisseur de logiciels. L'augmentation en 2008 du résultat comparable de 54 millions de dollars par rapport à l'exercice 2007 est en majeure partie attribuable au résultat d'ANR enregistré sur un exercice complet, au règlement tarifaire intervenu pour le réseau de l'Alberta et au résultat supérieur du réseau principal au Canada. Le résultat comparable de 529 millions de dollars constaté en 2006 excluait un règlement de 18 millions de dollars conclu dans le cadre de la faillite de Mirant de même qu'un gain de 13 millions de dollars à la vente de la participation de commandité de TCPL dans Northern Border Partners, L.P. L'augmentation du résultat comparable en 2007 par rapport à 2006 est surtout due aux acquisitions d'ANR et à une participation supplémentaire dans Great Lakes, à la hausse du résultat découlant des règlements tarifaires intervenus pour le réseau principal au Canada et le réseau GTN, ainsi qu'à un accroissement de la participation dans PipeLines LP.

## PIPELINES – ANALYSE FINANCIÈRE

### *Réseau principal au Canada*

Le réseau principal au Canada est assujéti à la réglementation de l'ONÉ, qui établit les droits qui permettent à TCPL de récupérer ses coûts de transport de gaz naturel projetés, notamment en dictant le taux de rendement de la base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada. L'ONÉ doit également approuver les nouvelles installations avant le début de la construction. Le résultat net du réseau principal au Canada varie en fonction de tout changement apporté à la base tarifaire, au taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, au ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé et aux revenus incitatifs éventuels.

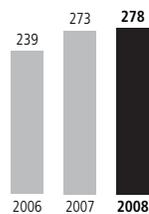
Le réseau principal au Canada est actuellement exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal s'appliquant de 2007 à 2011. Le coût du capital de TCPL tient compte d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, selon ce qui a été déterminé d'après la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. Le reste de la structure des capitaux se compose de titres de créance à court et à long terme à la suite du rachat convenu des titres privilégiés 8,25 % de 460 millions de dollars US en 2007.

Le règlement établit en outre certains éléments des coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chacune des cinq années. La variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement est entièrement imputable à TCPL entre 2007 et 2009 et sera partagée également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement, qui, selon la société, procureront des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

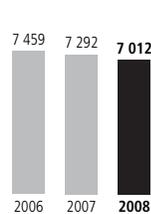
Le résultat net de 278 millions de dollars en 2008 est de 5 millions de dollars supérieur au chiffre de 273 millions de dollars enregistré en 2007, principalement en raison des encouragements supérieurs touchés aux termes d'accords incitatifs axés sur le rendement et de la plus grande compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, ainsi que d'un taux de rendement des capitaux attribuables aux actionnaires ordinaires déterminé par l'ONÉ, qui est passé de 8,46 % en 2007 à 8,71 % en 2008. L'incidence négative de la diminution de la base tarifaire a en partie annulé ces gains.

En 2007, le résultat net de 273 millions de dollars a été supérieur de 34 millions de dollars à celui de 239 millions de dollars en 2006. La hausse découle en majeure partie de l'incidence positive de la majoration du ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé, de 36 % à 40 % en raison du règlement tarifaire relatif au réseau principal au Canada, des encouragements touchés aux termes d'accords incitatifs axés sur le rendement et des économies de coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Tout cela a été contré en partie par un recul du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé, établi à 8,46 % en 2007 (8,88 % en 2006), ainsi que par une diminution de la base tarifaire moyenne.

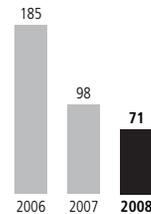
**Résultat net du réseau principal au Canada**  
(en millions de dollars)



**Base tarifaire moyenne du réseau principal au Canada**  
(en millions de dollars)



**Dépenses en immobilisations affectées au réseau principal au Canada**  
(en millions de dollars)



### Réseau de l'Alberta

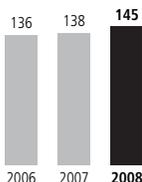
La construction et l'exploitation des installations du réseau de l'Alberta ainsi que les modalités et les conditions de service, notamment les tarifs, sont assujetties à la réglementation de l'AUC, principalement en vertu des dispositions des lois *Gas Utilities Act (Alberta)* et *Pipeline Act (Alberta)*.

En décembre 2008, l'AUC a approuvé la demande de TCPL concernant le règlement au sujet des besoins en produits du réseau pour 2008-2009, lequel fait l'objet d'un traitement plus approfondi sous la rubrique « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

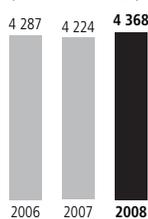
À 145 millions de dollars, le résultat net du réseau de l'Alberta en 2008 est de 7 millions de dollars supérieur au chiffre de 2007. La hausse s'explique par la constatation des résultats liés au règlement sur les besoins en produits. Le résultat de 2007 tenait compte d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 8,51 % sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 35 %.

En 2007, le résultat net du réseau de l'Alberta, de 138 millions de dollars, était de 2 millions de dollars supérieur à celui de 2006. Cette hausse s'explique avant tout par les économies réalisées au chapitre des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, partiellement neutralisées par la régression du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisé et de la base tarifaire en 2007. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires prescrit par l'Alberta Energy and Utilities Board, organisme remplacé par l'AUC, se situait à 8,51 % en 2007 et à 8,93 % en 2006, sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 35 %.

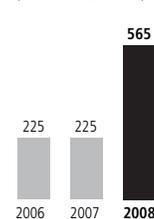
**Résultat net du réseau de l'Alberta**  
(en millions de dollars)



**Base tarifaire moyenne du réseau de l'Alberta**  
(en millions de dollars)



**Dépenses en immobilisations affectées au réseau de l'Alberta**  
(en millions de dollars)



## ANR

TCPL a fait l'acquisition d'ANR en février 2007. Les activités d'ANR sont principalement réglementées par la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. ANR propose des services de transport et de stockage de gaz naturel, ainsi que divers autres services liés à la capacité, à une palette de clients aux États-Unis et au Canada. Le réseau de transport d'ANR a une capacité de pointe de 6,8 milliards de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j »). Compte tenu de la nature saisonnière des activités de l'entreprise, les volumes et les produits d'ANR sont habituellement plus élevés pendant les mois d'hiver. De plus, ANR possède et exploite, au Michigan, des installations souterraines de stockage de gaz naturel d'une capacité de 250 Gpi<sup>3</sup>. Les services réglementés de transport et de stockage de gaz naturel sont proposés par ANR aux tarifs approuvés par la FERC. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR a le droit d'accorder des remises ou de négocier ses tarifs de façon non discriminatoire.

Les tarifs d'ANR Pipeline Company (« ANR Pipeline »), établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en novembre 1997. Les tarifs d'ANR Storage Company, établis conformément à un règlement approuvé par la FERC, sont entrés en vigueur en juin 1990. Quelle que soit l'activité réglementée par la FERC, ANR n'est pas tenue de présenter à une date quelconque une demande en vue de l'approbation de nouveaux tarifs, pas plus qu'elle n'est privée du droit d'en présenter.

Le bénéfice net d'ANR s'est établi à 132 millions de dollars en 2008, alors qu'il s'était chiffré à 104 millions de dollars pour la période allant de la date d'acquisition, le 22 février 2007, jusqu'au 31 décembre 2007. La progression pour l'exercice 2008 s'explique surtout par le résultat sur l'exercice complet en 2008 et les produits supérieurs découlant des nouveaux projets de croissance, atténués en partie par l'accroissement des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris les coûts liés aux dommages causés par l'ouragan Ike.

## GTN

Les deux réseaux de GTN, soit le réseau de GTN et North Baja (collectivement, « GTN »), sont assujettis aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoient des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services. Les tarifs de GTN ont été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en janvier 2008 et ils sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2007. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans qui interdit au réseau de GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*, notamment d'effectuer des demandes dans le but de rajuster les tarifs. Le règlement exige également du réseau de GTN qu'il dépose un dossier tarifaire dans les sept années suivant l'entrée en vigueur. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, les réseaux ont le droit d'accorder des remises ou de négocier les tarifs. Le résultat de GTN est soumis à l'incidence des variations des volumes contractuels, des volumes livrés et des montants facturés pour divers types de services, ainsi que des variations des coûts de prestation des services.

Le résultat comparable de GTN a atteint 65 millions de dollars en 2008, une progression de 7 millions de dollars comparativement à 2007, surtout en raison de la réduction des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Une hausse des produits de North Baja a été en partie contrebalancée par une diminution des produits du réseau de GTN.

Le résultat comparable de GTN s'est établi à 58 millions de dollars en 2007, une hausse de 12 millions de dollars comparativement à 2006. Cette hausse est principalement attribuable à l'incidence positive du règlement tarifaire en 2007 et a été en partie neutralisée par le recul des volumes garantis sous contrat à long terme, par l'augmentation de la provision constituée pour le défaut de paiement de produits contractuels par Calpine et par le fléchissement du dollar américain en 2007.

### *Autres pipelines*

Les autres pipelines regroupent les participations directes et indirectes de TCPL dans divers gazoducs ainsi que ses activités d'aménagement de projets liés à des possibilités de transport de gaz naturel ou de pétrole à l'échelle du continent.

En 2008, le résultat comparable des autres pipelines de TCPL s'est chiffré à 96 millions de dollars, alors qu'il avait été de 87 millions de dollars en 2007. L'augmentation découle principalement de la compression des frais généraux et des frais d'administration et de soutien ainsi que du résultat supérieur de PipeLines LP, de Tamazunchale et d'Iroquois, facteurs atténués en partie par la diminution du résultat de Gas Pacifico/INNERGY, de TransGas, de Portland et de Great Lakes.

En 2007, le résultat comparable des autres pipelines de TCPL a été de 87 millions de dollars, un accroissement de 6 millions de dollars par rapport à 2006. Cet accroissement découle en grande partie de la hausse du résultat de PipeLines LP, attribuable à une plus grande participation de TCPL dans PipeLines LP et Great Lakes, ainsi que du résultat de Tamazunchale sur un exercice complet. Ces hausses ont été en partie neutralisées par le relèvement des coûts d'élaboration de projets et des frais de soutien liés à l'expansion de l'entreprise de pipelines, par les répercussions du fléchissement du dollar américain en 2007, ainsi que par le produit d'un règlement dans le cadre d'une faillite qui avait été reçu par Portland en 2006.

Au 31 décembre 2008, les autres actifs comprenaient 74 millions de dollars et 42 millions de dollars au titre des coûts capitalisés liés respectivement à l'expansion de Keystone jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et au projet de pipeline Bison.

## **PIPELINES – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX**

### *Keystone*

Keystone est un oléoduc qui devrait transporter du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à des marchés du Midwest américain à Wood River et à Patoka, en Illinois, ainsi qu'à Cushing, en Oklahoma.

En mars 2008, le Département d'État des États-Unis a accordé un permis présidentiel à Keystone autorisant la construction, l'entretien et l'exploitation des installations situées de part et d'autre de la frontière canado-américaine pour le transport de pétrole brut entre les deux pays. La construction de l'oléoduc a été entreprise en mai 2008 tant au Canada qu'aux États-Unis. La mise en service du tronçon rejoignant Wood River et Patoka devrait commencer vers la fin de 2009, l'entrée en exploitation commerciale suivant peu après au début de 2010. La mise en service du tronçon jusqu'à Cushing devrait commencer vers la fin de 2010.

En juin 2008, l'ONÉ a autorisé l'ajout de nouvelles installations de pompage pour permettre une augmentation des livraisons vers les marchés de Cushing qui passeront d'environ 435 000 b/j à 590 000 b/j.

À la suite d'un appel de soumissions au troisième trimestre de 2008, Keystone a obtenu des contrats garantis à long terme supplémentaires pour un total de 380 000 b/j d'une durée moyenne d'environ 17 ans. Grâce à ces engagements des expéditeurs, Keystone ira de l'avant avec les demandes réglementaires nécessaires au Canada et aux États-Unis pour faire approuver la construction et l'exploitation d'une expansion de son réseau d'oléoducs qui fournira une capacité supplémentaire en provenance de l'Ouest canadien et à destination de la côte américaine du golfe du Mexique en 2012 et qui portera la capacité commerciale totale de Keystone à environ 1,1 million de b/j. Compte tenu des contrats supplémentaires conclus, Keystone dispose maintenant d'engagements garantis à long terme d'une durée moyenne de 18 ans à l'égard d'un volume de 910 000 b/j. Ces derniers comprennent les engagements des expéditeurs relativement à la signature d'ententes pour un volume de 35 000 b/j qui feront l'objet d'un appel de soumissions en 2009. Ces engagements représentent environ 83 % de la capacité commerciale inhérente du réseau.

Le projet Keystone dans son ensemble devrait coûter environ 12 milliards de dollars US de 2008 à 2012. En 2008, les partenariats de Keystone ont engagé des dépenses en immobilisation d'environ 1,7 milliard de dollars, dont un montant de 1,0 milliard de dollars versé par TCPL.

TCPL a convenu de hausser sa participation dans les partenariats de Keystone pour la faire passer de 50 % à 79,99 %, la participation de ConocoPhillips étant parallèlement ramenée à 20,01 %. Conformément à cet accord, TCPL financera 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux des participants au projet soient conformes aux participations révisées. Au 31 décembre 2008, la participation de TCPL dans les partenariats de Keystone était

d'environ 62 %. Certaines parties qui ont pris des engagements de volumes dans le cadre de l'expansion de Keystone ont l'option d'acquiescer une participation cumulée à concurrence de 15 % dans les partenariats de Keystone d'ici la fin du premier trimestre de 2009. Si toutes ces options étaient levées, la participation de TCPL serait ramenée à 64,99 %.

La réglementation des installations, des droits et des tarifs de Keystone est assurée par l'ONÉ au Canada et par la FERC aux États-Unis. Les autorisations nécessaires ont été obtenues en ce qui concerne le tronçon de transport vers Wood River, Patoka et Cushing. TCPL s'attend à ce que les droits et tarifs demeurent en vigueur pour toute la durée des premiers contrats conclus avec des expéditeurs, qui représentent environ 83 % de la capacité commerciale de Keystone.

#### **Réseau principal au Canada**

En décembre 2008, l'ONÉ a annoncé que, conformément à sa formule, le taux de rendement autorisé des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires définitif pour 2009 à l'égard des pipelines assujettis à sa réglementation, notamment le réseau principal au Canada, baisserait à 8,57 %, alors qu'il était de 8,71 % en 2008.

#### **Réseau de l'Alberta**

En décembre 2008, l'AUC a approuvé la demande au sujet du règlement sur les besoins en produits du réseau de l'Alberta pour 2008-2009. Dans le cadre du règlement, des coûts fixes ont été déterminés pour le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, les impôts sur les bénéficiaires et les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement sont imputables à TCPL, sous réserve d'un mécanisme de rajustement du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et des impôts sur les bénéficiaires, qui tient compte des variations entre la base tarifaire réelle et celle prévue dans le règlement, et des hypothèses appliquées aux impôts sur les bénéficiaires. Les autres éléments de coûts du règlement sont comptabilisés selon la méthode de l'imputation à l'exercice.

En novembre 2008, l'audience de l'ONÉ relativement à la demande de TCPL sollicitant l'application de la compétence fédérale pour le réseau de l'Alberta a pris fin. La décision de l'ONÉ est attendue à la fin de février 2009. L'application de la compétence de l'ONÉ plutôt que celle de l'AUC permettra l'expansion du réseau de l'Alberta au delà des frontières de la province de l'Alberta.

En octobre 2008, l'AUC a approuvé la demande déposée par TCPL en vue de l'obtention d'un permis de construction pour l'expansion, au coût d'environ 925 millions de dollars, du couloir centre-nord, qui prévoit l'intégration d'un gazoduc sur une distance de 300 km (186 milles) et d'installations de compression connexes à même le tronçon nord du réseau de l'Alberta.

Le 8 septembre 2008, TCPL a conclu un projet d'accord avec Canadian Utilities Limited (« ATCO Pipelines ») prévoyant la prestation de services transparents de transport de gaz naturel aux clients. Si cet accord est approuvé par les organismes de réglementation, les deux sociétés regrouperont leurs biens matériels dans une structure de tarifs et services unique comportant une seule interface commerciale avec les clients, mais chaque société assurera séparément la gestion de ses actifs à l'intérieur de territoires d'exploitation distincts dans la province. TCPL continue de collaborer avec toutes les parties prenantes pour conclure définitivement cet accord.

En février 2008, l'AUC a entrepris une instance sur les coûts en capital généraux afin de revoir les paramètres de la formule générale servant à déterminer le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les structures du capital des services publics soumis à sa réglementation. En novembre 2008, TCPL a déposé une demande sollicitant un taux de rendement de 11 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % pour le réseau de l'Alberta en 2009. L'audience à ce sujet devrait commencer le 19 mai 2009.

#### **ANR**

En 2008, ANR a achevé son projet STEP 2008 qui a ajouté 14 Gpi<sup>3</sup> de capacité de stockage et 200 millions de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j ») de capacité de retrait à son réservoir de stockage Cold Springs 1, situé dans le nord du Michigan, ce qui a porté la capacité de stockage totale d'ANR à 250 Gpi<sup>3</sup>. Le projet a été réalisé à moindre coût que prévu au budget et le service a commencé conformément au calendrier. Les approvisionnements du tronçon sud-ouest d'ANR se sont accrus au moment du raccord avec le gazoduc Rockies Express, entré en service en janvier 2008. En ce qui concerne le tronçon sud-est, les nouvelles sources d'approvisionnement pourraient fort probablement prendre la forme d'ajouts de gaz de schiste provenant du centre du continent, et un autre raccord avec le gazoduc Rockies Express en Indiana est prévu vers le milieu de 2009. ANR s'intéresse en outre à ajouter d'autres sources d'approvisionnement dans les parties sud-ouest et sud-est de son réseau.

En septembre 2008, certaines installations de la société au large de la côte du golfe du Mexique ont été endommagées par l'ouragan Ike. La société évalue que le coût total des dommages qu'elle devra assumer s'établira autour de 30 millions de dollars US à 40 millions de dollars US et servira principalement à remplacer, réparer et abandonner des immobilisations, notamment à abandonner une plateforme en mer. Au 31 décembre 2008, les dépenses en immobilisations et les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration déjà engagés totalisaient respectivement 2 millions de dollars US et 6 millions de dollars US. Le reste des coûts devrait être en grande partie engagé à l'égard de dépenses en immobilisations. Le service a été rétabli dans la majorité des installations au large de la côte, et les volumes de débit correspondants sont près d'atteindre les niveaux antérieurs à l'ouragan. Le moment auquel le service reprendra dans les autres installations dépend principalement des décisions qui seront prises par des producteurs en amont relativement à leurs installations endommagées dans la région du golfe du Mexique.

#### ***Palomar***

En décembre 2008, Palomar Gas Transmission LLC a déposé devant la FERC une demande de certificat en vue de la construction d'un pipeline s'étendant du réseau GTN, dans le centre de l'Oregon, jusqu'au fleuve Columbia, au nord-ouest de Portland. Le pipeline proposé devrait pouvoir transporter jusqu'à 1,3 Gpi<sup>3</sup>/j de gaz naturel. Le projet est une entreprise à parts égales de GTN et de Northwest Natural Gas Co.

#### ***North Baja***

En septembre 2008, la FERC a accueilli la demande de North Baja relativement à la construction d'un gazoduc devant desservir la centrale de Yucca, qui appartient à l'Arizona Public Service Company. North Baja sera propriétaire du tronçon de trois milles en sol américain et Gasoducto Bajanorte sera propriétaire du tronçon de trois milles en sol mexicain. Sous réserve de l'autorisation définitive du gouvernement des États-Unis, les travaux de construction devraient commencer au premier trimestre de 2009, pour une entrée en service prévue en mai 2009.

#### ***Portland***

Le 1<sup>er</sup> avril 2008, Portland a déposé devant la FERC un dossier tarifaire général proposant une majoration tarifaire d'environ 6 % ainsi que d'autres modifications aux tarifs. Conformément à une ordonnance de la FERC en date du 1<sup>er</sup> mai 2008, les tarifs proposés sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2008, sous réserve d'un remboursement. L'audience de la FERC devrait commencer le 13 juillet 2009.

#### ***TQM***

En décembre 2008, l'instance de l'ONÉ relativement à une demande de TQM au sujet du coût du capital pour 2007 et 2008 a pris fin. La demande sollicitait l'approbation d'un taux de rendement de 11 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. L'instance a permis à TQM de proposer d'autres formules pour l'établissement du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires. L'ONÉ devrait faire connaître sa décision au premier trimestre de 2009.

#### ***Projets pipeliniers dans la région américaine des Rocheuses***

Le projet de pipeline Bison prévoit la construction d'un pipeline depuis Powder River Basin, au Wyoming, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Dans le cadre du projet, dont la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2010, des engagements ont été conclus pour le transport d'environ 405 Mpi<sup>3</sup>/j. Selon les estimations, le coût en capital du projet se situera entre 500 millions de dollars US et 600 millions de dollars US. TCPL continue de collaborer avec les expéditeurs de Bison pour définir définitivement l'envergure et la conception du projet.

En outre, TCPL propose le projet Pathfinder : un pipeline de 1 006 km (625 milles) s'étendant de Meeker, au Colorado, jusqu'au réseau de Northern Border, dans le Dakota du Nord. Un tronçon du pipeline Pathfinder pourrait être parallèle au tracé du pipeline Bison et ces deux pipelines pourraient partager certaines installations. TCPL continue de collaborer avec les expéditeurs éventuels de Pathfinder pour faire progresser ce projet.

TCPL et Williams Gas Pipeline Company, LLC (« Williams ») évaluent la possibilité de construire le pipeline Sunstone, qui s'étendrait depuis le Wyoming jusqu'à Stanfield, en Oregon. Grâce au projet, des marchés du nord-ouest sur la côte du Pacifique des États-Unis et de la Californie pourraient avoir accès à des volumes supplémentaires provenant de la région des Rocheuses. TCPL et son partenaire continuent de collaborer avec les clients afin de déterminer l'envergure, le calendrier et le tracé du projet.

### **Projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie**

Le projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM ») est un gazoduc proposé de 1 200 km (746 milles) devant être construit à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta.

La participation de TCPL dans le cadre du GVM découle d'une entente signée en 2003 entre l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») de la vallée du Mackenzie et le GVM au titre de laquelle TCPL a convenu de financer la part d'un tiers des coûts d'élaboration préliminaire liés au projet et revenant à l'APG. Au 31 décembre 2008, TCPL avait versé des avances cumulatives de 140 millions de dollars, montant qui est compris dans les autres actifs. Ces avances constituent un prêt à l'APG qui ne devient remboursable qu'une fois le pipeline en exploitation commerciale. Il est prévu que le montant total du prêt soit intégré à la base tarifaire du pipeline et qu'il soit subséquemment remboursé à partir de la quote-part des revenus pipeliniers futurs revenant à l'APG ou par un autre moyen de financement. Si le projet ne va pas de l'avant, TCPL ne dispose d'aucun recours contre l'APG en vue du recouvrement des montants avancés. Par conséquent, la capacité de TCPL de recouvrer son placement par le truchement de remboursements des avances et/ou de participations en titres de capitaux propres dépend de la réalisation du projet.

Selon les modalités de certains accords relatifs au GVM, TCPL a la possibilité d'acquérir une participation dans le pipeline, à concurrence de 5 %, dès le moment où la mise en chantier est décidée. TCPL obtient des droits de premier refus pour l'acquisition de 50 % de tout désinvestissement de partenaires actuels et le droit d'obtenir une participation égale à un tiers dans tous les projets d'expansion lorsque l'APG aura lui-même atteint une participation égale à un tiers, les autres propriétaires du pipeline et l'APG se partageant le reste.

TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Le calendrier de réalisation du projet demeure toutefois incertain. Des discussions approfondies avec le gouvernement du Canada ont donné lieu, en janvier 2009, à une proposition du gouvernement au GVM. Les parties à la coentreprise examinent la proposition et devraient répondre au gouvernement sous peu. Advenant que les parties à la coentreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet. Pour TCPL, cette situation pourrait entraîner la réévaluation de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

### **Projet de gazoduc de l'Alaska**

En novembre 2007, TCPL a déposé auprès de l'État de l'Alaska une demande sollicitant un permis de construction pour le projet de gazoduc de l'Alaska en vertu de l'AGIA. En janvier 2008, l'administration de la gouverneure de l'Alaska, Sarah Palin, a déterminé que la demande de TCPL était la seule proposition qui satisfaisait à toutes les exigences de l'État. Aussi l'État de l'Alaska a-t-il délivré à TCPL le permis demandé en vertu de l'AGIA en décembre 2008. Aux termes de cette loi, l'État de l'Alaska convient de rembourser à TCPL une partie des coûts préalables à la construction, jusqu'à concurrence de 500 millions de dollars US.

Le projet de gazoduc de l'Alaska prévoit la construction d'un gazoduc d'environ 2 760 km (1 715 milles) de long et d'une capacité de 4,5 Gpi<sup>3</sup>/j qui s'étendrait depuis une nouvelle usine de traitement du gaz à Prudhoe Bay, en Alaska, jusqu'en Alberta. Le gazoduc s'intégrerait au réseau de l'Alberta afin d'acheminer le gaz naturel vers divers marchés du continent nord-américain. La demande de TCPL visait également des possibilités d'expansion d'un maximum de 5,9 Gpi<sup>3</sup>/j grâce à l'ajout de postes de compression en Alaska et au Canada. Selon TCPL, le coût en capital du projet est évalué, au total, à 26 milliards de dollars US en dollars de 2007.

Après avoir obtenu son permis en vertu de l'AGIA, TCPL a procédé à la mise en branle du projet. Elle a notamment entrepris les activités d'ingénierie, de protection de l'environnement, de relations avec les Autochtones et de commercialisation afin de mener à bien un premier appel de soumissions exécutoires avant le milieu de 2010. TCPL poursuit ses efforts de coordination avec les expéditeurs éventuels et, si elle parvient à obtenir suffisamment de contrats garantis à l'issue de l'appel de soumissions, les travaux de construction commenceront après la réception des autorisations réglementaires. L'entrée en service est prévue pour 2018.

## PIPELINES – RISQUES D’ENTREPRISE

### *Approvisionnement, marchés et concurrence*

Les réseaux de TCPL doivent faire face à la concurrence pour ce qui est des points d’approvisionnement et des débouchés. Cette concurrence est suscitée par les autres gazoducs ayant accès aux réserves du BSOC, qui montre de plus en plus de signes de maturité, ainsi qu’aux marchés desservis par TCPL. En outre, les contrats garantis à long terme qui continuent d’arriver à échéance ont entraîné des réductions marquées de la capacité garantie sous contrat à long terme et une préférence pour les contrats de transport garanti et interruptible à court terme sur le réseau principal au Canada, le réseau de l’Alberta, Foothills et le réseau GTN.

En 2008, le contexte de l’approvisionnement en gaz a évolué. La production dans le BSOC a diminué et l’approvisionnement aux États-Unis a augmenté, contrairement à la diminution prévue antérieurement. Qui plus est, compte tenu du recul des prix du gaz naturel, la mise en valeur de projets gaziers à moindre coût aux États-Unis pourrait freiner la mise en valeur des sources d’approvisionnement en gaz naturel du BSOC.

Le BSOC constitue la principale source d’approvisionnement en gaz naturel de TCPL. Les réserves gazières découvertes résiduelles du BSOC sont évaluées à quelque 57 billions de pieds cubes. Au rythme de production actuel, le ratio de ces réserves par rapport à la production est d’environ neuf ans. Par le passé, des réserves supplémentaires suffisantes étaient continuellement découvertes et elles contribuaient à maintenir le ratio des réserves par rapport à la production autour de neuf ans. Cependant, compte tenu d’une diminution constante de l’intensité des travaux de forage dans le BSOC, les approvisionnements ont régressé au cours des dernières années. Cette diminution des activités de forage est le résultat du recul des prix, de la hausse des coûts d’approvisionnement, notamment de l’augmentation des redevances en Alberta, et de la concurrence pour des capitaux livrée par des bassins nord-américains dont les coûts d’exploration sont inférieurs. Les activités de forage dans le BSOC devraient toucher un plancher en 2009, puis elles devraient amorcer une reprise dans les années suivantes, pourvu que les prix du gaz se stabilisent dans une fourchette de 6 \$ à 7 \$ par gigajoule (« GJ ») et que les coûts de découverte et de mise en valeur soient plus économiques. TCPL prévoit qu’il existera, dans un avenir prévisible, une capacité pipelinère excédentaire pour le gaz naturel en provenance du BSOC compte tenu de l’accroissement, au cours des dix dernières années, de la capacité de livraison des gazoducs que TCPL détient partiellement ou en propriété exclusive et de la concurrence suscitée par d’autres pipelines, ainsi que de la hausse marquée de la demande de gaz naturel en Alberta en raison des besoins manifestés par l’exploitation des sables bitumineux et la production d’électricité.

Le réseau de l’Alberta de TCPL est le plus important réseau de collecte et de transport de gaz naturel dans le BSOC. Il raccorde la plupart des usines à gaz de l’Alberta aux marchés intérieurs et aux débouchés extérieurs. Malgré la diminution de l’intensité des forages en général, certaines régions du BSOC continuent d’être très actives à ce chapitre, une situation à l’origine d’un besoin pour de nouvelles infrastructures de transport. L’activité intense profite surtout aux forages classiques en profondeur dans l’ouest de l’Alberta et la région des contreforts de la Colombie-Britannique, ainsi qu’à la mise en valeur du méthane de houille dans le centre de l’Alberta. Récemment, la production de gaz de schiste en Colombie-Britannique suscite de l’intérêt, car elle pourrait constituer une importante source d’approvisionnement en gaz naturel.

Par le passé, le réseau de gazoducs de TCPL dans l’Est était approvisionné par du gaz acheminé sur de longues distances à partir du BSOC, ou encore transporté sur de courtes distances en provenance des réservoirs de stockage ou des pipelines d’interconnexion dans le sud-ouest de l’Ontario. Pour le réseau principal au Canada, force est de constater, depuis quelques années, des réductions dans les volumes transportés sur de longues distances, lesquelles ont été partiellement neutralisées par des augmentations des volumes transportés sur de courtes distances, ce qui a donné lieu à une hausse de la tarification du réseau principal au Canada.

La demande de gaz naturel sur les principaux marchés desservis par le réseau principal au Canada de TCPL dans l’Est devrait poursuivre sa progression, plus particulièrement afin de répondre aux besoins découlant de la croissance prévue des centrales alimentées au gaz naturel. La société croit cependant que le contexte actuel pourrait, à court terme, inverser la tendance si la demande du marché s’érodait suffisamment. Bien qu’il soit possible d’augmenter la part détenue sur le marché intérieur au Canada et sur le marché d’exportation aux États-Unis, TCPL fait face à des concurrents de taille dans ces régions. Les consommateurs du Nord-Est des États-Unis ont la plupart du temps accès à une panoplie de pipelines et de sources d’approvisionnement. Les marchés de l’Est, qui étaient par le passé alimentés exclusivement par TCPL, sont désormais desservis par de nouveaux pipelines régionaux qui ont accès à des sources d’approvisionnement au Canada Atlantique et aux États-Unis.

La source d'approvisionnement en pétrole de Keystone se trouve principalement en Alberta, qui produit environ 79 % du pétrole du BSOC. En 2008, la production du BSOC a atteint un total approximatif de 2,4 millions de b/j, dont 1,2 million de b/j de pétrole brut classique et de condensats et 1,2 million de b/j de pétrole tiré de la région des sables bitumineux de l'Alberta. La baisse de la production de pétrole classique est atténuée par un accroissement de la production de pétrole tirée des sables bitumineux de l'Alberta. L'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta estime à 173 milliards de barils les réserves établies restantes dans la région des sables bitumineux de l'Alberta.

La baisse des prix du pétrole survenue vers la fin de 2008 a donné lieu à des annonces de retard relativement aux projets de mise en valeur des sables bitumineux et de complexes de valorisation. Toutefois, selon la prévision faite en décembre 2008 par l'Association canadienne des producteurs pétroliers, les approvisionnements en pétrole du BSOC passeraient de 2,4 millions de b/j en 2008 à 3,5 millions de b/j en 2015 et à 4,1 millions de b/j en 2020.

Keystone dispose de contrats avec expédition obligatoire à l'égard de 910 000 b/j. La durée moyenne de ces contrats est de 18 ans, ce qui, selon la société, incitera les expéditeurs ayant signé un contrat à utiliser Keystone. Keystone doit toutefois faire concurrence à d'autres oléoducs de l'Alberta en ce qui concerne les livraisons au comptant.

Les raffineries du Midwest américain et de région de la côte américaine du golfe du Mexique représentent des débouchés pour le pétrole brut de Keystone. Un oléoduc concurrent pourra également livrer du pétrole brut du BSOC aux marchés du Midwest américain desservis par Keystone. À l'heure actuelle, des pipelines concurrents peuvent transporter du pétrole brut jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique par le truchement d'interconnexions avec d'autres oléoducs. Tant sur les marchés du Midwest que sur celui de la côte du golfe du Mexique, Keystone doit faire concurrence au pétrole américain et au pétrole importé.

Les sources d'approvisionnement en gaz naturel d'ANR sont principalement le golfe du Mexique et les régions américaines du centre du continent, où sont également présents des pipelines concurrents. D'autres gazoducs et installations de stockage sont aussi en concurrence avec ANR sur ses principaux marchés du Midwest américain. La concurrence est très forte dans la région du golfe du Mexique compte tenu de la présence d'un réseau étendu de gazoducs. ANR est l'un des nombreux pipelines intraétatiques et interétatiques présents dans la région qui se font concurrence pour le gaz qui y est ou qui y sera produit, ainsi que pour de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz de schiste dans le centre du continent, en gaz naturel par la voie du gazoduc Rockies Express, dont le point de départ est situé dans la région américaine des Rocheuses, et en GNL. Plusieurs nouveaux gazoducs, proposés ou en construction, cherchent à raccorder les nouvelles sources d'approvisionnement et les nombreux pipelines en place dans la région du golfe du Mexique. ANR est en concurrence avec d'autres gazoducs de la région afin d'orienter l'approvisionnement vers ses pipelines de manière à ouvrir l'accès au stockage et à d'autres marchés. En plus de la concurrence d'autres pipelines pour les marchés et les sources d'approvisionnement, la conjoncture difficile en ce moment devrait faire baisser la demande énergétique, ce qui pourrait compromettre la capacité future d'ANR de renouveler les contrats si l'économie nord-américaine s'essouffait ou si les contrats étaient plutôt conclus sur des marchés principaux des États du Haut-Midwest. Avec le ralentissement des activités de forage découlant de la baisse des prix du gaz naturel, la croissance de l'approvisionnement qui soutenait l'expansion de l'infrastructure pipelinière dans le centre du continent pourrait s'affaiblir, bien qu'il soit attendu qu'à court terme, cette croissance soit supérieure à la demande. Ces éléments pourraient avoir une incidence négative sur la valeur de la capacité pipelinière à mesure que la capacité de transport s'accroît.

Le réseau GTN doit rivaliser avec d'autres pipelines pour l'accès aux sources d'approvisionnement en gaz naturel et celui aux marchés. La capacité de transport de gaz naturel du réseau GTN permet aux clients d'avoir accès à des sources d'approvisionnement se situant principalement dans le BSOC et de desservir des marchés des États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, en Californie et au Nevada, où il existe des sources concurrentes d'approvisionnement à partir d'autres gisements. Dans les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique, le gaz naturel véhiculé par le réseau GTN rivalise avec celui produit dans la région américaine des Rocheuses ainsi qu'avec différentes sources d'approvisionnement dans l'Ouest canadien, dont le gaz est transporté par d'autres pipelines. Par le passé, le prix du gaz naturel provenant du BSOC était concurrentiel avec celui d'autres sources d'approvisionnement desservant ces marchés. Le réseau GTN a connu une situation où de nombreux contrats n'ont pas été renouvelés depuis 2005, le gaz naturel en provenance du BSOC et acheminé par la voie de ce réseau rivalisant, pour les marchés de la Californie et du Nevada, avec des gisements d'approvisionnement de la région américaine des Rocheuses et de celle du sud-ouest des États-Unis. Récemment, Pacific Gas and Electric Company, le plus gros client du réseau GTN, a obtenu l'autorisation de la California Public Utilities Commission à l'égard d'un projet concurrent proposé, d'un engagement de capacité à partir du bassin de la région américaine des Rocheuses jusqu'à la frontière avec la Californie.

***Risque financier lié à la réglementation***

Les décisions des organismes de réglementation continuent d'influer considérablement sur le rendement financier des investissements actuels dans les pipelines détenus en propriété exclusive par TCPL au Canada et ils devraient avoir une incidence semblable sur le rendement financier d'investissements futurs. TCPL soutient toujours que les taux de rendement financier actuels qui ont été approuvés par les organismes de réglementation ne sont pas aussi concurrentiels que le rendement obtenu pour d'autres actifs comportant des risques semblables. Ces dernières années, TCPL a sollicité un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 11 % en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %, pour le réseau principal au Canada et pour le réseau de l'Alberta, auprès de l'ONÉ dans le premier cas et de l'AUC dans le second. L'ONÉ a maintenu sa formule de calcul du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, tandis que l'AUC a défini les paramètres d'une formule générale s'appuyant en grande partie sur celle de l'ONÉ. Par la voie de demandes d'approbation de taux et de règlements négociés, TCPL a été en mesure d'accroître les ratios des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, dans le contexte des structures en capital des pipelines qu'elle détient en totalité ou en partie au Canada, mais il n'y a aucune assurance qu'elle y parviendra de nouveau.

Récemment, TCPL a continué d'exprimer les préoccupations relatives au rendement financier du réseau de l'Alberta dans le cadre de l'instance sur les coûts en capital généraux tenue par l'AUC pour 2009. En novembre 2008, TCPL a déposé une demande sollicitant un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 11 % et un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 % pour le réseau de l'Alberta. Par ailleurs, TQM a déposé, en décembre 2007, une demande auprès de l'ONÉ sollicitant un rendement du capital équitable, fondé sur un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de 11 % et un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. Le résultat de ces audiences pourrait influencer sur la perception des organismes de réglementation lorsqu'il s'agit de rendements financiers équitables pour des capitaux propres associés aux autres pipelines de TCPL détenus en propriété exclusive au Canada.

***Risque lié aux livraisons***

Avec l'échéance de contrats de transport, les pipelines de TCPL aux États-Unis devraient être davantage exposés au risque lié à la diminution des livraisons et aux fluctuations de leurs produits. Le risque lié aux livraisons découle de la concurrence pour les sources d'approvisionnement et les marchés à desservir, des prix associés aux différents gisements gaziers, de l'activité économique, de la variation des conditions météorologiques, des pipelines appartenant à autrui et du prix des combustibles de remplacement.

***Risque d'exécution et risque lié aux dépenses en immobilisations***

Les coûts en capital afférents à la construction de Keystone sont soumis à un barème de partage avec les clients des coûts en capital en fonction des risques et des avantages. Ce barème permet à Keystone de rajuster les droits en fonction d'un facteur fondé sur le pourcentage de variation des coûts en capital du projet. Les droits s'appliquant au tronçon de Keystone jusqu'à Wood River, Patoka et Cushing seront rajustés par l'application d'un facteur égal à 50 % de la variation des coûts en capital. Les droits sur le prolongement jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique seront rajustés par l'application d'un facteur égal à 75 % de la variation des coûts en capital.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur la gestion des risques au sein de l'entreprise de pipelines.

**PIPELINES – PERSPECTIVES**

TCPL présume que ses activités en 2009 seront, pour l'essentiel, comparables à celles de 2008, exception faite des facteurs dont il est question dans la présente section.

Bien que la demande de gaz naturel et de pétrole brut ait régressé, régression qui devrait se poursuivre en Amérique du Nord en 2009 en raison du ralentissement économique actuel, TCPL s'attend à ce qu'elle augmente à long terme. L'entreprise de pipelines continuera de se concentrer sur la livraison de gaz naturel aux marchés en pleine croissance, sur le raccordement de nouvelles sources d'approvisionnement, sur la poursuite de l'aménagement de nouvelles infrastructures d'interconnexion pour le gaz naturel des régions nordiques ainsi que de sources non classiques telles que le gaz de schiste, le méthane de houille et le GNL, et sur les travaux de construction et d'expansion de Keystone.

TCPL prévoit que les producteurs continueront d'explorer et de mettre en valeur de nouveaux gisements dans l'Ouest canadien, plus particulièrement dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans les secteurs de l'ouest et du centre des contreforts de l'Alberta. Il devrait également y avoir de grands travaux d'exploration et de mise en valeur visant des ressources non classiques comme le méthane de houille et le gaz de schiste.

En 2008, TCPL a déposé auprès de l'ONÉ une demande sollicitant l'application de la compétence fédérale pour le réseau de l'Alberta. Si la demande est accueillie, le réseau de l'Alberta passera de la compétence provinciale de l'AUC à la réglementation fédérale de l'ONÉ. La société pourra construire et exploiter des prolongements pipeliniers jusqu'à d'autres provinces et sera ainsi en mesure de fournir un service direct et intégré de transport de gaz naturel à des sites de production gazière à l'extérieur des frontières de l'Alberta. La réglementation provinciale interdit actuellement tout prolongement du réseau de l'Alberta à l'extérieur de cette province. La décision de l'ONÉ relativement à la compétence est attendue au premier trimestre de 2009.

Pour la plupart, les plans d'expansion actuels de TCPL dans le domaine du transport du gaz naturel produit au Canada sont concentrés autour du réseau de l'Alberta. TCPL a récemment mené à terme un appel de soumissions exécutoires pour le service de transport de gaz relativement à la zone d'intérêt de gaz de schiste de Montney située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Cinq expéditeurs ont conclu des contrats de transport garanti sur le pipeline Groundbirch, qui desservira la région de Montney. Les volumes liés à ces engagements atteindront 1,1 Gpi<sup>3</sup>/j d'ici 2014. Le pipeline Groundbirch devrait entrer en service au quatrième trimestre de 2010, sous réserve de l'obtention des approbations nécessaires.

Par ailleurs, TCPL met la dernière main à un appel de soumissions exécutoires et à un projet de prolongement d'un pipeline pour desservir la zone d'intérêt de gaz de schiste de Horn River, située dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Cinq expéditeurs ont conclu des contrats de transport garanti pour un volume total de 378 Mpi<sup>3</sup>/j d'ici le deuxième trimestre de 2012. Sous réserve d'un appel de soumissions fructueux, le projet de Horn River devrait entrer en exploitation au deuxième trimestre de 2011, moyennant l'obtention des approbations nécessaires.

Les projets pipeliniers Groundbirch et Horn River se veulent des prolongements du réseau de l'Alberta qui permettront de fournir aux producteurs de la Colombie-Britannique un service de transport de gaz naturel direct et intégré à partir de points de réception en Colombie-Britannique. Ces projets pipeliniers permettront d'augmenter le revenu net des producteurs et d'accroître le débit sur le réseau de l'Alberta et sur les pipelines en aval de ce réseau qui desservent des marchés un peu partout en Amérique du Nord ainsi que d'accroître l'utilisation du carrefour commercial Nova Inventory Transfer auquel ont recours les acheteurs et les vendeurs de gaz naturel dans toute l'Amérique du Nord.

En plus de ces prolongements jusqu'en Colombie-Britannique, de nouvelles installations sont nécessaires pour agrandir le réseau intégré de l'Alberta pour réagir aux modifications dans la distribution des approvisionnements et des marchés sur l'ensemble du réseau de l'Alberta.

Aux États-Unis, TCPL prévoit que la production non classique continuera de prendre de l'ampleur à partir des gisements de gaz de schiste dans l'est du Texas et le nord-ouest de la Louisiane, en Arkansas et dans le sud-ouest de l'Oklahoma. Les approvisionnements à partir de méthane de houille et des gisements étanches de sables à gaz dans la région américaine des Rocheuses devraient également s'accroître. À moyen et à long terme, par ailleurs, des volumes supplémentaires devraient être tirés des importations de GNL aux États-Unis, particulièrement pendant les mois d'été. La croissance qui découlera de cet approvisionnement supplémentaire offrira de nouvelles possibilités commerciales à TCPL. En particulier, pour le tronçon sud-ouest de son réseau, ANR devrait, dans un avenir prévisible, continuer de fonctionner à pleine capacité, alors que de nouvelles voies de transport sont aménagées pour la production supplémentaire tirée de la région américaine des Rocheuses ainsi que la production de gaz de schiste à destination des marchés du Midwest américain et de l'est des États-Unis, y compris les interconnexions avec son réseau. Avec l'accroissement des approvisionnements provenant du centre du continent, le tronçon sud-est du réseau d'ANR a la capacité de transporter des volumes supplémentaires de la production de gaz de schiste tirée de la région américaine des Rocheuses et du centre du continent, ainsi que du GNL.

Les producteurs continueront de mettre en valeur de nouveaux approvisionnements pétroliers dans l'Ouest canadien. Plusieurs projets de mise en valeur de sables bitumineux en cours de construction entreront en production en 2009 et en 2010. Selon les prévisions, d'ici 2015, la production des sables bitumineux doublera par rapport au volume de 1,2 million de b/j enregistré en 2008, et le total des approvisionnements pétroliers de l'Ouest canadien passera de 2,4 millions de b/j à environ 3,5 millions de b/j. Le principal marché pour cette nouvelle production de pétrole se situe aux États-Unis, du Midwest à la région du golfe du Mexique, secteur où se trouvent un grand nombre de raffineries

aptes à traiter les mélanges canadiens de pétrole brut léger et lourd. Selon les prévisions, la production supplémentaire de brut de l'Ouest canadien remplacera les importations à la baisse de pétrole brut que les États-Unis font venir d'autres pays.

Cette hausse des exportations de pétrole brut du BSOC exige une capacité pipelinière supplémentaire, provenant notamment de Keystone et d'autres prolongements jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. TCPL continuera de s'intéresser activement aux nouvelles occasions de transporter le pétrole brut de l'Alberta vers les marchés américains.

TCPL continuera de se concentrer sur l'excellence opérationnelle et la collaboration avec toutes les parties prenantes en vue de négocier des règlements et de proposer divers services qui rehausseront la valeur de son entreprise, au profit des clients et des actionnaires.

### ***Résultat***

La société prévoit une croissance soutenue de son réseau de l'Alberta. La société prévoit par ailleurs des investissements modestes dans ses autres gazoducs existants au Canada, ce qui donnera lieu à une régression nette continue prévue de la base tarifaire moyenne, en raison de l'amortissement annuel. Toute baisse nette de la base tarifaire moyenne réduit le résultat de ces actifs d'un exercice à l'autre. Selon le modèle de réglementation actuel, les fluctuations des cours du gaz naturel à court terme, les variations des volumes livrés ou les changements dans les niveaux visés par contrat n'influent pas sur le résultat des pipelines au Canada.

Les volumes moindres sous forme de contrats de transport garanti en raison du non-respect d'obligations de la part de clients, la réduction des approvisionnements du BSOC destinés à l'exportation et l'arrivée à échéance de contrats à long terme sont autant de facteurs qui pourraient avoir des conséquences négatives sur le résultat à court terme des gazoducs de TCPL en sol américain, à moins que de nouveaux contrats ne soient conclus pour la capacité devenue disponible. La conclusion de tels contrats dépend des conditions qui prévalent sur le marché et de facteurs liés à la concurrence, comme la présence de gazoducs concurrents et d'autres sources possibles d'approvisionnement en gaz naturel pour les marchés desservis par les pipelines de TCPL aux États-Unis. Le résultat des établissements étrangers de l'entreprise de pipelines subit aussi le contrecoup des variations des taux de change.

### Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations affectées à tous les pipelines en 2008 ont totalisé 1,8 milliard de dollars. En 2009, les dépenses en immobilisations affectées aux pipelines détenus en propriété exclusive devraient atteindre quelque 1,1 milliard de dollars. En outre, les dépenses en immobilisations liées à la participation de TCPL pour la construction de Keystone devraient se chiffrer à environ 3,6 milliards de dollars en 2009.

### VOLUMES DE LIVRAISON DE GAZ NATUREL

(en Gpi<sup>3</sup>)

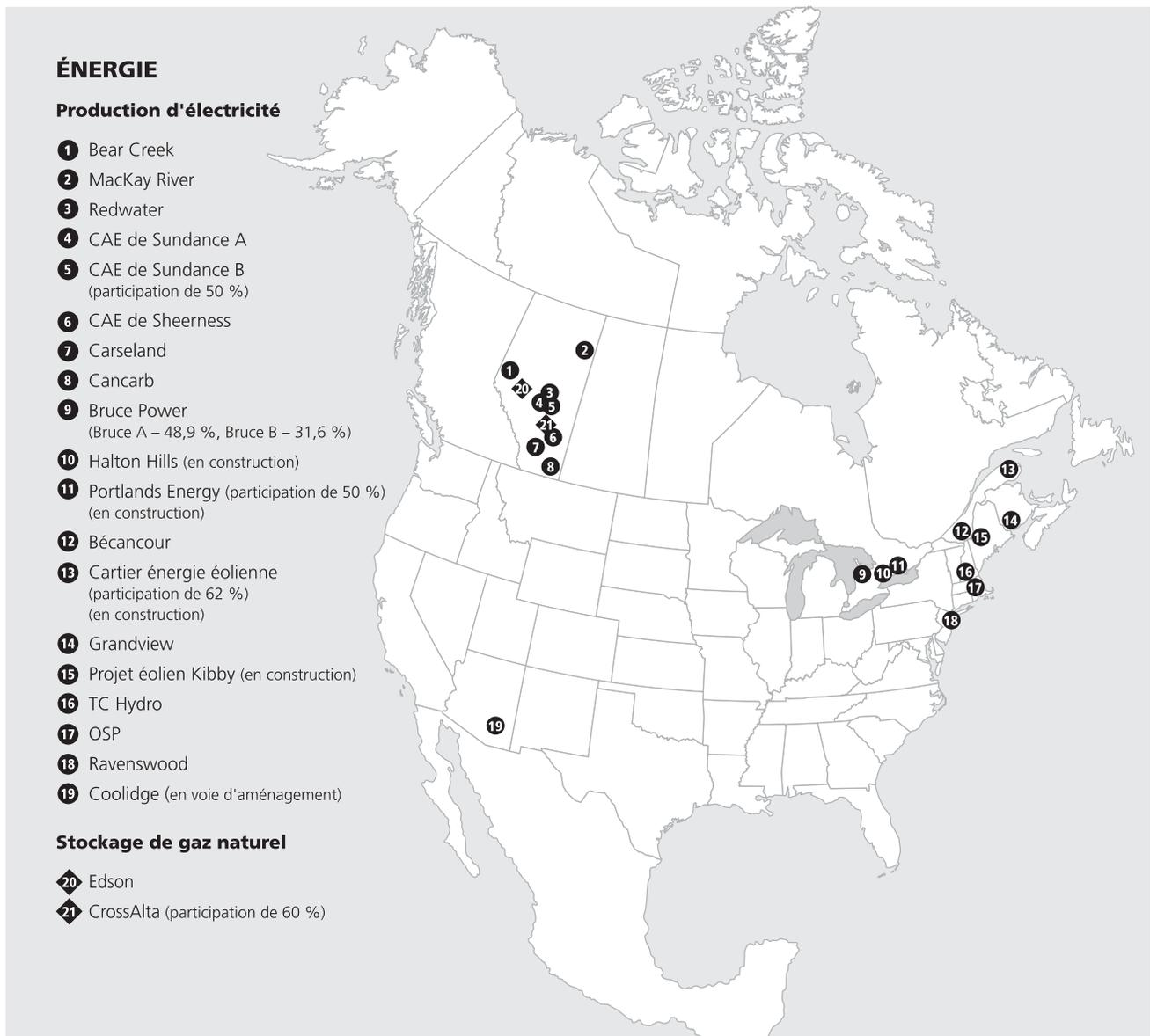
	2008	2007	2006
Réseau principal au Canada <sup>(1)</sup>	<b>3 467</b>	3 183	2 955
Réseau de l'Alberta <sup>(2)</sup>	<b>3 800</b>	4 020	4 051
ANR <sup>(3)</sup>	<b>1 655</b>	1 210	s.o.
Réseau GTN	<b>783</b>	827	790
Foothills	<b>1 292</b>	1 441	1 403
North Baja	<b>104</b>	90	95
Great Lakes	<b>784</b>	829	816
Northern Border	<b>731</b>	800	799
Iroquois	<b>376</b>	394	384
TQM	<b>170</b>	207	158
Ventures LP	<b>165</b>	178	179
Gas Pacifico	<b>73</b>	71	52
Portland	<b>50</b>	58	52
Tamazunchale <sup>(4)</sup>	<b>53</b>	29	s.o.
Tuscarora	<b>30</b>	28	28
TransGas	<b>26</b>	24	22

<sup>(1)</sup> En 2008, les réceptions physiques du réseau principal au Canada en provenance de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan se sont établies à 1 898 Gpi<sup>3</sup> (2 090 Gpi<sup>3</sup> en 2007; 2 207 Gpi<sup>3</sup> en 2006).

<sup>(2)</sup> Les volumes reçus sur place pour le réseau de l'Alberta ont totalisé 3 843 Gpi<sup>3</sup> en 2008 (4 047 Gpi<sup>3</sup> en 2007; 4 160 Gpi<sup>3</sup> en 2006).

<sup>(3)</sup> Les résultats d'ANR comprennent les volumes de livraison depuis la date d'acquisition, soit le 22 février 2007.

<sup>(4)</sup> Les volumes de Tamazunchale portent sur les activités menées depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2006.



**BEAR CREEK** Bear Creek est une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta.

**MACKAY RIVER** MacKay River est une centrale de cogénération de 165 MW alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta.

**REDWATER** Redwater est une centrale de cogénération de 40 MW alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta.

**SUNDANCE A ET B** TCPL détient les droits pour 100 % de la capacité de production de 560 MW de la centrale électrique alimentée au charbon Sundance A au titre d'une convention d'achat d'électricité (« CAE ») devant échoir en 2017. Elle détient aussi les droits pour 50 % de la capacité de production de 706 MW de la centrale Sundance B au titre d'une CAE devant échoir en 2020. Les centrales Sundance sont situées dans le centre-sud de l'Alberta.

**SHEERNESS** TCPL détient les droits pour une capacité de production de 756 MW au titre de la CAE de la centrale alimentée au charbon de Sheerness, qui échoit en 2020. La centrale de Sheerness est située dans le sud-est de l'Alberta.

**CARSELAND** Carseland est une centrale de cogénération de 80 MW alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta.

**CANCARB** D'une puissance de 27 MW, la centrale de Cancarb se trouve à Medicine Hat, en Alberta. Elle est alimentée au moyen de la chaleur résiduelle provenant des installations attenantes de noir de carbone thermique (un sous-produit du gaz naturel), qui appartiennent à TCPL.

**BRUCE POWER** Bruce Power est une centrale nucléaire située au nord-ouest de Toronto, en Ontario. TCPL détient une participation de 48,9 % dans Bruce A, qui compte quatre réacteurs de 750 MW, dont deux sont actuellement remis en état et devraient être remis en service en 2010. TCPL détient une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui compte également quatre réacteurs et présente une capacité combinée d'environ 3 200 MW.

**HALTON HILLS** Une centrale de 683 MW alimentée au gaz naturel et située près de la ville de Halton Hills, en Ontario, la centrale de Halton Hills est en construction et sa mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010.

**PORTLANDS ENERGY** Portlands Energy est une centrale à cycle combiné à haut rendement énergétique d'une puissance de 550 MW qui est en construction près du centre-ville de Toronto, en Ontario. La centrale électrique est détenue à 50 % par TCPL. Son entrée en exploitation en mode à cycle combiné est prévue pour le premier trimestre de 2009.

**BÉCANCOUR** Bécancour est une centrale de cogénération de 550 MW alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec.

**CARTIER ÉNERGIE ÉOLIENNE** Cartier énergie éolienne regroupe six projets éoliens d'une capacité de 740 MW au Québec. Cartier énergie éolienne est une société détenue à 62 % par TCPL. Les trois premiers projets, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton, présentent une capacité de production respective de 110 MW, 101 MW et 109 MW. Les travaux de planification et de construction des trois autres projets se poursuivront sous réserve de l'obtention des autorisations nécessaires.

**GRANDVIEW** Grandview est une centrale de cogénération de 90 MW alimentée au gaz naturel située près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick.

**PROJET ÉOLIEN KIBBY** En cours de construction, le projet éolien Kibby de 132 MW comprend 44 éoliennes dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans le Maine. Les travaux de construction ont commencé en juillet 2008 et la mise en service de la première phase du projet est prévue pour le quatrième trimestre de 2009.

**TC HYDRO** Les installations hydroélectriques de TC Hydro sur le fleuve Connecticut et la rivière Deerfield, qui regroupent 13 centrales, avec barrages et réservoirs connexes, et dont la capacité de production totale est de 583 MW, sont situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

**OSP** OSP est une centrale de 560 MW à cycle combiné et alimentée au gaz naturel qui est située à Burrillville, dans le Rhode Island.

**RAVENSWOOD** En août 2008, TCPL a fait l'acquisition d'une centrale électrique à turbines multiples de 2 480 MW, regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion, située à Queens, dans l'État de New York.

**COOLIDGE** La centrale électrique de pointe à cycle simple de 575 MW et alimentée au gaz naturel de Coolidge est en cours de construction à Coolidge, en Arizona. Les travaux techniques détaillés, géotechniques et de réglementation ont commencé en 2008 et la mise en service est prévue pour 2011.

**EDSON** Les installations souterraines de stockage de gaz naturel Edson, situées près de la ville éponyme, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. Le système de traitement central des installations a une capacité maximale d'injection et de retrait de gaz naturel de 725 Mpi<sup>3</sup>/j. Edson a une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de quelque 50 Gpi<sup>3</sup>.

**CROSSALTA** Les installations souterraines de stockage de gaz naturel de CrossAlta, situées près de Crossfield, en Alberta, sont raccordées au réseau de l'Alberta. TCPL détient une participation de 60 % dans les installations de CrossAlta, qui ont une capacité de stockage aménagée de gaz naturel de 54 Gpi<sup>3</sup> et une capacité de livraison maximale de 480 Mpi<sup>3</sup>/j.

## ÉNERGIE – POINTS SAILLANTS

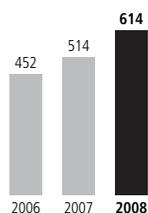
- Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est établi à 614 millions de dollars en 2008, soit à 100 millions de dollars de plus que les 514 millions de dollars inscrits en 2007. Le résultat comparable de cette entreprise s'est chiffré à 641 millions de dollars en 2008, en hausse de 182 millions de dollars sur le chiffre de 459 millions de dollars enregistré en 2007.
- En août 2008, TCPL a fait l'acquisition, en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture, de la centrale de Ravenswood, d'une puissance de 2 480 MW et située à Queens, dans l'État de New York.
- Au 31 décembre 2008, de nouvelles centrales d'une capacité de quelque 2 700 MW étaient en chantier, avec un coût en capital prévu de 5 milliards de dollars.
- Depuis 1999, la capacité de production nominale de l'entreprise d'énergie de TCPL s'est accrue d'environ 7 800 MW, sous la poussée d'investissements de quelque 7 milliards de dollars jusqu'à la fin de 2008, sans compter les installations en voie d'aménagement et en construction d'une capacité supplémentaire de 2 700 MW.

### RÉSULTATS DE L'ENTREPRISE D'ÉNERGIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2008	2007	2006
Installations énergétiques de l'Ouest	426	308	297
Installations énergétiques de l'Est	338	255	187
Bruce Power	201	167	235
Stockage de gaz naturel	135	136	93
Frais généraux, frais d'administration et de soutien et frais divers	(168)	(158)	(144)
Bénéfice d'exploitation	932	708	668
Charges financières	(23)	(22)	(23)
Intérêts créditeurs et autres produits	6	10	5
Impôts sur les bénéfices	(274)	(237)	(221)
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>641</b>	<b>459</b>	<b>429</b>
Radiation des coûts de Broadwater	(27)	–	–
Gain à la vente de terrains	–	14	–
Rajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	–	7	–
Rajustements d'impôts	–	34	23
<b>Résultat net</b>	<b>614</b>	<b>514</b>	<b>452</b>

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le résultat comparable.

**Résultat net de  
l'entreprise d'énergie**  
(en millions de dollars)


Le résultat net de l'entreprise d'énergie s'est chiffré à 614 millions de dollars en 2008, soit à 100 millions de dollars de plus que les 514 millions de dollars obtenus en 2007. Le résultat comparable constaté en 2008, à 641 millions de dollars, est de 182 millions de dollars supérieur au chiffre constaté en 2007 et il ne tient pas compte d'une radiation de 27 millions de dollars des coûts antérieurement capitalisés au titre du projet de Broadwater. La progression du résultat comparable et du résultat net est attribuable à la hausse du bénéfice d'exploitation tiré des installations énergétiques de l'Ouest, des installations énergétiques de l'Est et de Bruce Power. Le résultat comparable de 459 millions de dollars affiché en 2007 ne tenait pas compte des gains non réalisés de 7 millions de dollars provenant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel, d'un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains et de rajustements d'impôts favorables de 34 millions de dollars.

Le résultat net de l'entreprise d'énergie en 2007 a atteint 514 millions de dollars, comparativement aux 452 millions de dollars de 2006. Le résultat comparable de l'entreprise d'énergie en 2007 a progressé de 30 millions de dollars par rapport à 2006 pour atteindre 459 millions de dollars. La progression, attribuable à un accroissement du bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est, des installations de stockage de gaz naturel et des installations énergétiques de l'Ouest, a été partiellement neutralisée par la baisse de l'apport de Bruce Power. Le résultat comparable ne tient pas compte des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars provenant de changements de la juste valeur des stocks de gaz naturel, d'un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains, de rajustements d'impôts favorables de 34 millions de dollars en 2007, ni de l'incidence positive de 23 millions de dollars sur les impôts futurs en 2006 en raison des réductions des taux d'imposition fédéral et provinciaux des sociétés au Canada.

**CENTRALES – CAPACITÉ DE PRODUCTION NOMINALE ET TYPE DE COMBUSTIBLE**

	MW	Type de combustible
<b>Installations énergétiques de l'Ouest</b>		
Sheerness	756	Charbon
Coolidge <sup>(1)</sup>	575	Gaz naturel
Sundance A	560	Charbon
Sundance B <sup>(2)</sup>	353	Charbon
MacKay River	165	Gaz naturel
Carseland	80	Gaz naturel
Bear Creek	80	Gaz naturel
Redwater	40	Gaz naturel
Cancarb	27	Gaz naturel
	2 636	
<b>Installations énergétiques de l'Est</b>		
Ravenswood <sup>(3)</sup>	2 480	Gaz naturel/mazout
Halton Hills <sup>(1)</sup>	683	Gaz naturel
TC Hydro	583	Hydraulique
OSP	560	Gaz naturel
Bécancour	550	Gaz naturel
Cartier énergie éolienne <sup>(4)</sup>	458	Éolien
Portlands Energy <sup>(5)</sup>	275	Gaz naturel
Projet éolien Kibby <sup>(1)</sup>	132	Éolien
Grandview	90	Gaz naturel
	5 811	
<b>Bruce Power<sup>(6)</sup></b>	2 480	Nucléaire
<b>Total de la capacité de production nominale<sup>(1)</sup></b>	10 927	

<sup>(1)</sup> La centrale de Halton Hills et le projet éolien Kibby sont en cours de construction. La centrale de Coolidge est en cours d'aménagement.

- (2) Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de la production de Sundance B.
- (3) Acquisition au troisième trimestre de 2008.
- (4) Représente la quote-part de TCPL, soit 62 % de ce projet de 740 MW au total. Trois des six parcs éoliens ont été mis en service, le premier en novembre 2006, le deuxième en novembre 2007 et le troisième en novembre 2008 et ils représentent, ensemble, une capacité de production de 320 MW.
- (5) Représente la quote-part de TCPL, soit 50 % de cette centrale de 550 MW actuellement en construction.
- (6) Représente la quote-part de 48,9 % de TCPL dans Bruce A et de 31,6 % dans Bruce B.

## ÉNERGIE – ANALYSE FINANCIÈRE

### *Installations énergétiques de l'Ouest*

Au 31 décembre 2008, les installations énergétiques de l'Ouest détenaient ou possédaient des droits sur une offre d'électricité d'environ 2 600 MW en Alberta et dans l'ouest des États-Unis, par le truchement de trois CAE à long terme, de six centrales de cogénération alimentées au gaz naturel et de centrales de pointe en voie d'aménagement en Arizona. Le portefeuille de l'offre d'électricité des installations énergétiques de l'Ouest, en Alberta, comprend, par la voie de trois CAE à long terme, quelque 1 700 MW de production au charbon, à faible coût et servant à répondre aux besoins à l'égard de la charge de base, ainsi qu'environ 400 MW d'actifs de cogénération alimentés au gaz naturel. Ce portefeuille renferme certains des actifs les plus concurrentiels sur le marché de l'Alberta et dont les coûts sont parmi les plus faibles. La durée restante de la CAE de Sheerness et de Sundance B est de 12 ans, alors que celle de Sundance A est de neuf ans. En 2008, un service public de Phoenix, en Arizona, le Salt River Project Agricultural Improvement and Power District (« projet Salt River »), a conclu une CAE de 20 ans en vue de l'achat de 100 % de la production de la centrale électrique de Coolidge que TCPL prévoit aménager. La centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel devant être située à Coolidge, en Arizona, devrait être mise en service en 2011 et avoir une puissance nominale de 575 MW.

Le résultat des installations énergétiques de l'Ouest est tributaire de leurs deux fonctions intégrées, soit la commercialisation et l'exploitation de centrales. La fonction de commercialisation achète et revend, depuis Calgary, en Alberta, de l'électricité aux termes des CAE conclues, commercialise les volumes des installations de cogénération qui ne font pas l'objet de contrats, en plus d'acheter et de revendre de l'électricité et du gaz naturel pour maximiser la valeur de ces installations. Cette fonction joue un rôle essentiel pour optimiser le rendement du portefeuille de l'offre d'électricité de l'entreprise d'énergie et pour gérer les risques liés aux volumes non visés par des contrats. Une partie de l'électricité de l'entreprise d'énergie est vendue sur le marché au comptant pour des raisons d'exploitation, et la quantité des volumes d'approvisionnement ultérieurement vendus sur le marché au comptant dépend de la possibilité de conclure des opérations de vente sur les marchés à terme selon des modalités contractuelles acceptables. Cette méthode de gestion de portefeuille permet à TCPL de réduire au minimum ses coûts si elle devait être obligée d'acheter de l'électricité sur le marché libre pour s'acquitter de ses engagements de vente contractuels. Pour réduire le risque d'exposition aux prix du marché au comptant à l'égard des volumes non visés par des contrats, au 31 décembre 2008, les installations énergétiques de l'Ouest avaient conclu des contrats à terme de vente d'électricité à prix fixe pour environ 8 800 gigawatts-heure (« GWh ») de la production de 2009 et pour quelque 5 500 GWh de la production de 2010.

Cinq centrales de cogénération alimentées au gaz naturel sont exploitées en Alberta, et leur capacité de production, qui varie de 27 MW à 165 MW, totalise approximativement 400 MW. Une partie de la production prévue est vendue au moyen de contrats à long terme, le reste étant assujéti aux fluctuations des prix de l'électricité et du gaz. Les coûts thermiques constituent une mesure économique utilisée par les centrales alimentées au gaz naturel. Ils sont calculés en divisant le prix moyen de l'électricité par mégawatt-heure (« MWh ») par le prix moyen du gaz naturel par GJ sur une période donnée. Dans la mesure où l'électricité n'est pas vendue au moyen de contrats à long terme et où le gaz de combustion des centrales n'a pas été acheté aux termes de tels contrats, la rentabilité d'une centrale alimentée au gaz naturel augmente proportionnellement à la hausse des coûts thermiques sur le marché et elle diminue proportionnellement aux baisses de ces coûts. En Alberta, les coûts thermiques ont augmenté d'environ 6 % en 2008, en raison d'une hausse des prix moyens de l'électricité en partie contrebalancée par une progression des prix du gaz naturel sur le marché au comptant. Les coûts thermiques se sont établis en moyenne à quelque 12,05 GJ/MWh en 2008, comparativement à environ 11,40 GJ/MWh en 2007.

La capacité disponible moyenne des centrales des installations énergétiques de l'Ouest en 2008 s'est située autour de 87 %, contre 90 % en 2007. La baisse s'explique surtout par un arrêt d'exploitation prolongé à la centrale de Cancarb.

<b>Résultats des installations énergétiques de l'Ouest</b>			
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)			
	2008	2007	2006
Produits			
Électricité	1 140	1 045	1 185
Divers <sup>(1)</sup>	130	89	169
	<b>1 270</b>	1 134	1 354
Achats de produits de base revendus			
Électricité	(575)	(608)	(767)
Divers <sup>(2)</sup>	(64)	(65)	(135)
	<b>(639)</b>	(673)	(902)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	<b>(180)</b>	(135)	(135)
Amortissement	<b>(25)</b>	(18)	(20)
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>426</b>	308	297

<sup>(1)</sup> Comprend les ventes de gaz naturel, de soufre et de noir de carbone thermique.

<sup>(2)</sup> Comprend le coût du gaz naturel vendu.

<b>Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Ouest</b>			
Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)			
	2008	2007	2006
<b>Offre</b>			
Production	2 322	2 154	2 259
Achats			
CAE de Sundance A et B et de Sheerness	12 368	12 199	12 712
Autres achats	807	1 433	1 905
	<b>15 497</b>	15 786	16 876
<b>Électricité vendue à contrat et au comptant</b>			
Électricité vendue à contrat	11 284	11 998	12 750
Électricité vendue au comptant	4 213	3 788	4 126
	<b>15 497</b>	15 786	16 876

En 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest, à 426 millions de dollars, s'est révélé de 118 millions de dollars supérieur à celui de 308 millions de dollars inscrit en 2007. La hausse provient avant tout de l'accroissement des marges découlant de l'effet cumulé de l'augmentation des prix réalisés pour l'électricité en général et des coûts thermiques pour les volumes non visés par des contrats de vente d'électricité, ainsi que d'une croissance de 23 millions de dollars découlant des ventes de soufre à des prix beaucoup plus élevés en 2008. En 2008, la société a vendu le reste de ses stocks de soufre, qu'elle vendait depuis 2005 en petites quantités à des prix correspondants au seuil de rentabilité.

Les produits se sont accrus en 2008 principalement du fait des prix supérieurs pour les ventes d'électricité dans leur ensemble. Les achats de produits de base revendus ont été moindres en 2008 comparativement à 2007, surtout à cause d'une diminution des volumes achetés et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz de combustion servant à la production, ont augmenté en 2008 compte tenu de la hausse des volumes achetés, qui se greffe à un accroissement des prix du gaz acheté. Les volumes de l'électricité achetée ont diminué en 2008, surtout à cause de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail, bien que la diminution ait été en partie atténuée par une utilisation accrue des CAE en Alberta. En 2008, environ 27 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant, contre 24 % en 2007.

Le bénéfice d'exploitation a progressé de 11 millions de dollars, passant de 297 millions de dollars en 2006 à 308 millions de dollars en 2007. Cette hausse est avant tout attribuable à la baisse des coûts associés aux CAE, partiellement neutralisée par un léger recul des prix réalisés pour l'électricité en général. De 2006 à 2007, les produits ont diminué, principalement en raison d'une baisse, en 2007, des prix de vente de l'électricité en général ainsi que de la réduction des volumes achetés ou produits. Les achats de produits de base revendus ont été moindres en 2007 comparativement à 2006, surtout à cause de la baisse des coûts associés aux CAE, d'une diminution des volumes achetés et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. Les volumes des achats d'électricité en 2007 ont diminué par rapport à 2006, en majeure partie du fait de l'augmentation du nombre d'heures pendant lesquelles l'exploitation de la centrale Sundance A a été interrompue et de l'arrivée à échéance de certains contrats au détail. En 2007, environ 24 % des volumes de l'électricité vendue l'ont été sur le marché au comptant, un pourcentage comparable à celui de 2006.

### *Installations énergétiques de l'Est*

En tenant compte des installations en construction ou en cours d'aménagement, les installations énergétiques de l'Est détiennent une capacité de production d'électricité d'environ 5 800 MW. À l'heure actuelle, les actifs de production d'électricité des installations énergétiques de l'Est qui sont en exploitation sont : Ravenswood, TC Hydro, OSP, Bécancour, Cartier énergie éolienne et Grandview. Acquis en août 2008, Ravenswood est une centrale électrique de 2 480 MW alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion. Située à Queens, la centrale de Ravenswood a la puissance nécessaire pour répondre à environ 21 % de la demande de pointe globale de la ville de New York. Les actifs de TC Hydro comprennent 13 centrales hydroélectriques qui regroupent au total 39 installations de production au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts.

La centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel OSP est la plus grosse centrale du Rhode Island. La centrale de cogénération alimentée au gaz naturel de Bécancour, située près de Trois-Rivières, au Québec, est entrée en service en septembre 2006. Toute sa production d'électricité est vendue à Hydro-Québec, aux termes d'un contrat d'achat d'électricité de 20 ans. La centrale vend la vapeur qu'elle produit à des clients industriels à des fins d'utilisation dans le cadre de processus commerciaux. Cartier énergie éolienne, qui présente une capacité de production combinée de 320 MW, compte trois parcs éoliens, Carleton, Anse-à-Valleau et Baie-des-Sables, entrés en exploitation respectivement en novembre 2008, 2007 et 2006. L'électricité produite par les trois parcs éoliens est fournie à Hydro-Québec au titre d'un contrat d'achat de 20 ans. La centrale de cogénération de Grandview est alimentée au gaz naturel et est située sur la propriété d'Irving Oil Refinery (« Irving ») à Saint John, au Nouveau-Brunswick. Conformément à un contrat d'achat ferme de 20 ans devant échoir en 2025, Irving procure le combustible à la centrale et achète 100 % de la chaleur et de l'électricité produites.

Les installations énergétiques de l'Est concentrent leurs activités sur les marchés déréglementés de l'électricité en Nouvelle-Angleterre et dans l'État de New York, ainsi que dans l'Est du Canada. Sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre, TCPL mène des activités de commercialisation par l'entremise de sa filiale en propriété exclusive TransCanada Power Marketing Ltd. (« TPCM »). Située à Westborough, dans le Massachusetts, TPCM assurera la commercialisation de la production de la centrale de Ravenswood en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009. Pour réduire le risque de prix auquel elles sont exposées sur le marché au comptant en raison des volumes d'électricité non visés par des contrats, les installations énergétiques de l'Est avaient conclu, au 31 décembre 2008, des contrats à terme de vente à prix fixe pour quelque 13 000 GWh d'électricité en 2009 et 15 000 GWh en 2010. Certains volumes contractuels dépendent cependant du taux d'utilisation des clients. Au cours d'exercices futurs, les volumes réels sous contrats varieront selon la liquidité du marché ainsi que d'autres facteurs. Les contrats de vente à prix fixe pour 2009 excluent la production de quelque 4 300 GWh d'électricité de la centrale de Bécancour du fait d'une interruption de la production à cette centrale de janvier 2008 à décembre 2009. Cette interruption à la centrale de Bécancour est abordée plus en détail sous la rubrique « Énergie – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

TCPM concentre ses activités sur la vente d'électricité au moyen de contrats à court et à long termes conclus avec des clients des secteurs industriel, commercial et de gros. Ces activités englobent la gestion d'un portefeuille de sources d'approvisionnement en électricité regroupant la propre production de TPCM et des achats de gros. En 2008, TPCM a continué d'accentuer sa présence en commercialisation et d'élargir sa base de clients en Nouvelle-Angleterre.

Le marché de capacité à terme (« MCT ») du réseau commun de la Nouvelle-Angleterre a pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable. Conformément au MCT, l'Independent System Operator (« ISO-NE ») de Nouvelle-Angleterre fait des projections trois ans à l'avance quant aux besoins en électricité du réseau,

puis tient une vente aux enchères annuelle permettant d'acheter les ressources en électricité requises pour répondre aux besoins futurs. Avant la période de vente aux enchères, certains paiements de transition sont versés à des fournisseurs de capacité de la Nouvelle-Angleterre qui étaient en existence en juin 2006.

Dans le cadre du MCT, l'ISO-NE a entrepris deux ventes aux enchères de capacité à terme (« VECT ») afin d'acheter de la capacité installée : la première pour la période de 2010-2011 et la deuxième, pour la période de 2011-2012. Tous les actifs actuels et planifiés des installations énergétiques de l'Est en Nouvelle-Angleterre faisaient partie des deux VECT. Celles-ci ayant permis de récolter d'importants volumes de capacité admissibles, les prix ont baissé. Pendant les VECT, le prix de liquidation s'est chiffré respectivement à 4,25 \$ US et 3,12 \$ US le kilowatt-mois. Le résultat des futures VECT dépendra de la croissance de la demande réelle, de la rapidité avec laquelle progressera l'aménagement de nouvelles ressources admissibles à de telles ventes ainsi que d'autres facteurs.

Le New York Independent System Operator (« NYISO ») a recours à un marché de capacité géographique qui a pour objet de promouvoir les investissements dans les ressources en électricité, nouvelles et existantes, nécessaires pour répondre à la demande accrue des consommateurs et assurer le maintien d'un réseau fiable. À l'heure actuelle, une série de ventes aux enchères volontaires de capacité à terme et un processus obligatoire d'établissement des prix au comptant selon la courbe de demande servent à déterminer le prix payé aux fournisseurs de capacité. Chacune des trois régions de capacité a une courbe de demande distincte : Long Island, la ville de New York et le reste de l'État. La capacité de la centrale de Ravenswood se trouve dans la région de la ville de New York. Dans le cas de Ravenswood, le prix de l'énergie et de la capacité sont influencés par les circonstances ayant une incidence sur l'offre et la demande dans la région de capacité, par certaines règles de marché du NYISO qui ont des répercussions tant sur les acheteurs que sur les fournisseurs de capacité dans cette région et par certains critères de fiabilité établis par le NYISO et le New York State Reliability Council. Bien qu'en ce moment la capacité dans cette région soit excédentaire, TCPL s'attend à ce qu'elle diminue après 2009, du fait de la mise hors service prévue d'une centrale appartenant à la New York Power Authority.

<b>Résultats des installations énergétiques de l'Est<sup>(1)</sup></b>			
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)			
	2008	2007	2006
Produits			
Électricité	1 254	1 481	789
Divers <sup>(2)</sup>	350	239	292
	<b>1 604</b>	1 720	1 081
Achats de produits de base revendus			
Électricité	(519)	(755)	(379)
Divers <sup>(3)</sup>	(324)	(208)	(257)
	<b>(843)</b>	(963)	(636)
Charges d'exploitation des centrales et autres coûts	<b>(342)</b>	(454)	(226)
Amortissement	<b>(81)</b>	(48)	(32)
<b>Bénéfice d'exploitation</b>	<b>338</b>	255	187

(1) Comprend les résultats des installations de Carleton, de Ravenswood, d'Anse-à-Valleau, de Baie-des-Sables et de Bécancour, respectivement à compter de novembre 2008, août 2008, novembre 2007, novembre 2006 et septembre 2006.

(2) Comprend les ventes de gaz naturel.

(3) Comprend le coût du gaz naturel vendu.

**Volumes des ventes des installations énergétiques de l'Est<sup>(1)</sup>**

Exercices terminés les 31 décembre (en GWh)

	2008	2007	2006
<b>Offre</b>			
Production	<b>5 043</b>	8 095	4 700
Achats	<b>6 183</b>	6 986	3 091
	<b>11 226</b>	15 081	7 791
<b>Électricité vendue à contrat et au comptant</b>			
Électricité vendue à contrat	<b>10 990</b>	14 505	7 374
Électricité vendue au comptant	<b>236</b>	576	417
	<b>11 226</b>	15 081	7 791

(1) Comprend les résultats des installations de Carleton, de Ravenswood, d'Anse-à-Valleau et de Baie-des-Sables, respectivement à compter de novembre 2008, août 2008, novembre 2007 et novembre 2006. Les résultats de la centrale de Bécancour sont inclus dans ceux des installations énergétiques de l'Est de septembre 2006 à décembre 2007.

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est s'est chiffré à 338 millions de dollars en 2008, soit à 83 millions de dollars de plus que le chiffre de 255 millions de dollars constaté en 2007. La hausse provient avant tout des débits d'écoulement supérieurs des actifs de production de TC Hydro et des prix réalisés supérieurs sur les ventes aux clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre, du bénéfice supplémentaire découlant de l'exploitation sur un premier exercice complet du parc éolien d'Anse-à-Valleau et de la mise en service du parc éolien de Carleton en novembre 2008. Le 31 décembre 2008, Ravenswood s'est acquittée de ses engagements aux termes d'un contrat d'achat ferme conclu avec Hess Corporation qui était en place au moment de l'acquisition. En 2009, TCPM assurera la gestion de la commercialisation de la production de la centrale de Ravenswood d'une manière conforme à celle de ses autres actifs dans la région du Nord-Est des États-Unis. L'accord prévoyant l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour à partir de janvier 2008 a fait baisser les produits des ventes d'électricité, les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts ainsi que les volumes de production et les ventes contractuelles en 2008. L'accord temporaire n'a pas eu de répercussions importantes sur le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est en raison des paiements de capacité touchés aux termes de l'entente conclue avec Hydro-Québec. L'accord prévoyant l'interruption de la production de la centrale de Bécancour a été prolongé d'une année jusqu'au 31 décembre 2009.

Les produits des ventes d'électricité des installations énergétiques de l'Est, à 1 254 millions de dollars en 2008, ont régressé de 227 millions de dollars comparativement à ceux de 1 481 millions de dollars en 2007. La régression est principalement attribuable à l'interruption temporaire de la production à la centrale de Bécancour et à la baisse des ventes aux clients des secteurs commercial et industriel de la Nouvelle-Angleterre, annulée en partie par la hausse des prix réalisés en Nouvelle-Angleterre, par les débits d'écoulement supérieurs des actifs de production de TC Hydro et par les produits supplémentaires dégagés de la centrale de Ravenswood. Les autres produits d'exploitation et les autres achats de produits de base revendus ont augmenté d'un exercice au suivant en raison d'un accroissement de la quantité de gaz naturel acheté puis revendu aux termes des contrats d'approvisionnement en gaz naturel d'OSP et de TCPM. Les achats de produits de base revendus et les volumes d'électricité achetés ont affiché un recul en 2008 en raison du repli des volumes des ventes aux clients des secteurs commercial et industriel, du coût par GWh généralement inférieur pour les volumes d'électricité achetés et de l'accroissement des volumes produits par les actifs de TC Hydro, ce qui a fait baisser la quantité d'électricité que la société doit acheter pour respecter ses engagements de vente contractuels. Les coûts d'exploitation des centrales et les autres coûts, qui comprennent le gaz combustible utilisé pour produire de l'électricité, ont baissé en 2008, baisse qui s'explique surtout par l'interruption temporaire de la production de la centrale de Bécancour et en partie annulée par les frais d'exploitation supplémentaires inhérents à Ravenswood.

Le bénéfice d'exploitation a progressé de 68 millions de dollars, passant de 187 millions de dollars en 2006 à 255 millions de dollars en 2007. Cette hausse provient avant tout du bénéfice supplémentaire découlant de l'exploitation sur un premier exercice complet de la centrale de Bécancour et du parc éolien de Baie-des-Sables, ainsi que de la mise en service du parc d'Anse-à-Valleau en novembre 2007. Les paiements reçus à l'entrée en vigueur du MCT en Nouvelle-Angleterre, ainsi que l'accroissement du volume des ventes à des clients des secteurs commercial et industriel en 2007, ont aussi contribué à l'augmentation. Par contre, l'incidence de débits moindres en ce qui concerne les actifs de production de TC Hydro en 2007 a joué en sens inverse, alors que des débits supérieurs à la moyenne avaient été enregistrés en 2006 après des précipitations plus intenses dans la région.

#### ***Bruce Power***

Au 31 décembre 2008, TCPL et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC »), fiducie créée par le Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario, détenaient chacune une participation de 48,9 % dans Bruce A (48,7 % chacune en 2007). La participation restante de 2,2 % appartient au Syndicat des Travailleurs et Travailleuses du Secteur Énergétique, à la Society of Energy Professionals Trust et à la Bruce Power Employee Investment Trust. Le partenariat de Bruce A sous-loue les réacteurs 1 à 4 de Bruce A au partenariat de Bruce B. TCPL détient encore une participation de 31,6 % dans Bruce B, qui vise les réacteurs 5 à 8 de même que l'infrastructure connexe.

Les résultats financiers de Bruce Power présentés ci-après tiennent compte de l'exploitation de six des huit réacteurs de la centrale.

<b>Résultats de Bruce Power</b>			
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)			
	2008	2007	2006
<b>Bruce Power (base de 100 %)</b>			
Produits			
Électricité	2 064	1 920	1 861
Divers <sup>(1)</sup>	96	113	71
	<b>2 160</b>	2 033	1 932
Charges d'exploitation			
Exploitation et entretien <sup>(2)</sup>	(1 066)	(1 051)	(912)
Combustible	(139)	(104)	(96)
Loyer supplémentaire <sup>(2)</sup>	(174)	(170)	(170)
Amortissement	(151)	(151)	(134)
	<b>(1 530)</b>	(1 476)	(1 312)
	<b>630</b>	557	620
Quote-part de TCPL			
Bruce A (48,9 %)	62	24	91
Bruce B (31,6 %)	158	161	137
	<b>220</b>	185	228
Rajustements	(19)	(18)	7
<b>Apport de Bruce Power au bénéfice d'exploitation de TCPL</b>	<b>201</b>	167	235
<b>Bruce Power – Données complémentaires</b>			
Capacité disponible des centrales			
Bruce A	82 %	78 %	81 %
Bruce B	87 %	89 %	91 %
Ensemble de Bruce Power	86 %	86 %	88 %
Jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif			
Bruce A	91	121	81
Bruce B	100	93	65
Jours d'arrêt d'exploitation pour entretien correctif			
Bruce A	27	17	37
Bruce B	65	32	31
Volume des ventes (en GWh)			
Bruce A – 100 %	10 580	10 180	10 650
Bruce A – Quote-part de TCPL	5 159	4 959	5 158
Bruce B – 100 %	24 680	25 290	25 820
Bruce B – Quote-part de TCPL	7 799	7 992	8 159
Ensemble de Bruce Power – 100 %	35 260	35 470	36 470
Quote-part de TCPL	12 958	12 951	13 317
Résultats par MWh			
Produits des ventes d'électricité de Bruce A	62 \$	59 \$	58 \$
Produits des ventes d'électricité de Bruce B	57 \$	52 \$	48 \$
Produits pour l'ensemble de Bruce Power	59 \$	55 \$	51 \$
Combustible pour l'ensemble de Bruce Power	4 \$	3 \$	3 \$
Total des charges d'exploitation pour l'ensemble de Bruce Power <sup>(3)</sup>	42 \$	41 \$	35 \$
Pourcentage de la production vendu sur le marché au comptant	23 %	45 %	35 %

<sup>(1)</sup> Comprend des recouvrements de coûts de combustible de 61 millions de dollars pour Bruce A en 2008 (35 millions de dollars en 2007; 30 millions de dollars en 2006). Comprend également des pertes non réalisées de 6 millions de dollars attribuables à des variations de la juste valeur des instruments dérivés détenus à des fins de transaction en 2008 (gain de 47 millions de dollars en 2007; néant en 2006).

<sup>(2)</sup> Comprend des rajustements visant à éliminer les incidences des opérations intersociétés entre Bruce A et Bruce B.

<sup>(3)</sup> Déduction faite des recouvrements des coûts de combustible.

Le bénéfice d'exploitation de TCPL tiré de Bruce Power s'est établi à 201 millions de dollars en 2008, alors qu'il avait été de 167 millions de dollars en 2007. La quote-part de TCPL à l'égard du bénéfice d'exploitation de Bruce A s'est accrue de 38 millions de dollars entre 2007 et 2008 pour atteindre 62 millions de dollars, ce qui est en majeure partie le résultat de prix réalisés plus élevés et de volumes des ventes supérieurs, combinés à une baisse du nombre de jours d'arrêt en 2008. La quote-part de TCPL à l'égard du bénéfice d'exploitation de Bruce B a régressé de 3 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent pour s'établir à 158 millions de dollars en 2008, ce qui tient principalement au relèvement des coûts d'exploitation, à une baisse des volumes de production attribuable à un nombre accru de jours d'arrêt d'exploitation en 2008, ainsi qu'à des gains non réalisés en 2007 découlant de modifications à la juste valeur des swaps et des contrats à terme d'électricité. Ces baisses ont été annulées en partie par l'augmentation des prix réalisés en raison de l'accroissement des prix contractuels sur une proportion supérieure de volumes vendus aux termes de contrats.

Les prix réalisés pour l'ensemble de Bruce Power, qui représentent exclusivement les produits tirés de l'électricité, se sont situés à 59 \$ le MWh en 2008, comparativement à 55 \$ le MWh en 2007, ce qui s'explique par une augmentation des prix des volumes, visés ou non par des contrats, vendus sur le marché au comptant. Les charges d'exploitation cumulées de Bruce Power (déduction faite des recouvrements de coûts de combustible) ont augmenté, passant de 41 \$ le MWh en 2007 à 42 \$ le MWh en 2008, ce qui est surtout le résultat d'un accroissement des coûts d'exploitation en 2008.

En 2008, la capacité disponible moyenne cumulée des réacteurs de Bruce Power a été de 86 %, ce qui se rapproche du pourcentage enregistré pour 2007.

Pour 2007, le bénéfice d'exploitation de TCPL provenant de sa participation cumulée dans Bruce Power avait été de 167 millions de dollars, contre 235 millions de dollars pour 2006. Cette baisse de 68 millions de dollars provenait surtout de la baisse de la production et de l'accroissement des coûts d'exploitation associé à une progression du nombre de jours d'arrêt d'exploitation pour entretien préventif et atténuée par la hausse des prix réalisés en général.

Les rajustements au bénéfice avant les impôts liés à la quote-part de TCPL pour l'ensemble de Bruce Power ont été moindres en 2008 et en 2007 qu'en 2006, principalement en raison de la régression de l'amortissement du prix d'achat positif dans le contexte de l'arrivée à échéance de conventions de vente d'électricité.

La capacité globale disponible des centrales en 2009 devrait se situer un peu au-dessus de 90 % pour les quatre réacteurs de Bruce B, et aux alentours de 85 % pour les deux réacteurs en exploitation de Bruce A. Divers arrêts d'exploitation pour entretien préventif d'environ six semaines sont prévus : réacteur 8 de Bruce B vers le milieu d'avril 2009, réacteur 6 de Bruce B au début d'octobre 2009 et réacteur 4 de Bruce A au début de mars 2009. Un arrêt d'exploitation d'environ un mois pour le réacteur 3 de Bruce A devrait débuter vers le milieu de mars 2009.

### **Bruce A**

Le bénéfice tiré de Bruce A est directement tributaire de la capacité globale disponible des centrales, qui elle-même dépend de l'ampleur des travaux d'entretien préventif et correctif. Aux termes d'un contrat conclu avec l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), toute la production de Bruce A est vendue à un prix fixe par MWh. Ce prix est rajusté le 1<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation et les coûts de combustible sont récupérés auprès de l'OEO. Conformément à la modification de contrat faite en 2007 et ayant pris effet le 1<sup>er</sup> avril 2008, le prix fixe pour la production de Bruce A s'est établi à 63,00 \$ le MWh, soit une hausse de 2,11 \$ le MWh, sous réserve des rajustements pour tenir compte de l'inflation depuis le 31 octobre 2005.

### **Prix fixe de Bruce A**

	par MWh
Du 1 <sup>er</sup> avril 2008 au 31 mars 2009	63,00 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2007 au 31 mars 2008	59,69 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2006 au 31 mars 2007	58,63 \$

Les paiements de soutien reçus aux termes du contrat conclu avec l'OEO correspondent à la différence entre les prix fixes aux termes du contrat avec l'OEO et les prix sur le marché au comptant et sont plafonnés à 575 millions de dollars pour la période se terminant à la plus tardive des dates de remise en service du réacteur 1 ou 2. Au 31 décembre 2008,

Bruce A avait reçu 368 millions de dollars du montant plafonné. Après la remise à neuf, les prix seront également rajustés en fonction des variations du coût en capital dans le cadre des projets de remise à neuf et en service.

### Bruce B

Le bénéfice tiré de Bruce B dépend directement des fluctuations des prix de l'électricité sur le marché de gros au comptant et de la capacité globale disponible des centrales, qui elle-même dépend de l'ampleur des travaux d'entretien préventif et correctif.

Aux termes du contrat conclu par Bruce Power avec l'OEO, les ventes de l'électricité produite par les réacteurs 5, 6, 7 et 8 de Bruce B sont assujetties à un prix plancher rajusté le 1<sup>er</sup> avril de chaque année en fonction de l'inflation.

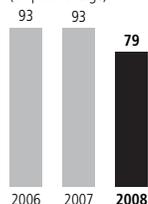
### Prix plancher de Bruce B

	par MWh
Du 1 <sup>er</sup> avril 2008 au 31 mars 2009	47,66 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2007 au 31 mars 2008	46,82 \$
Du 1 <sup>er</sup> avril 2006 au 31 mars 2007	45,99 \$

Les rentrées de fonds découlant du mécanisme de prix plancher de Bruce B peuvent faire l'objet d'un paiement de récupération en fonction des prix annuels, sur le marché au comptant, sur la durée du contrat. Jusqu'à maintenant, le résultat net de Bruce B ne comprend aucune rentrée de fonds découlant du mécanisme de prix plancher. Pour réduire encore plus le risque de prix auquel elle est exposée sur le marché au comptant, au 31 décembre 2008, Bruce B a conclu des contrats de vente à prix fixe pour environ 12 460 GWh de sa production de 2009 et 7 100 GWh de celle de 2010.

### Capacité disponible des centrales

**Capacité disponible des centrales**  
(à l'exclusion de Bruce Power)  
(en pourcentage)



La capacité disponible moyenne pondérée pour l'ensemble des centrales, à l'exception de Bruce Power, a été de 79 % en 2008, comparativement à 93 % en 2007 et en 2006. La capacité disponible des centrales représente le pourcentage du temps au cours de l'exercice pendant lequel la centrale est disponible pour produire de l'électricité, qu'elle soit en exploitation ou non. La capacité disponible des centrales des installations énergétiques de l'Ouest a subi le contrecoup, à la fin de 2007 et tout au long de 2008, d'un arrêt d'exploitation à la centrale de Cancarb. La capacité disponible des centrales des installations énergétiques de l'Est a atteint 78 % en 2008, ce qui est inférieur de 18 % au taux constaté en 2007, en raison de pannes des réacteurs 10 et 30 de la centrale de Ravenswood pendant tout le quatrième trimestre de 2008 et d'un arrêt plus long que prévu à la centrale d'OSP vers la fin de 2008. Par ailleurs, la mesure de la capacité disponible ne tient pas compte de la centrale de Bécancour, dont la capacité disponible était de 97 % en 2007, en raison de l'interruption temporaire de la production d'électricité tout au long de 2008.

### Capacité disponible moyenne pondérée des centrales

Exercices terminés les 31 décembre

	2008	2007	2006
Installations énergétiques de l'Ouest	<b>87 %</b>	90 %	88 %
Installations énergétiques de l'Est	<b>78 %</b>	96 %	95 %
Bruce Power	<b>86 %</b>	86 %	88 %
Toutes les centrales, à l'exclusion de la participation dans Bruce Power	<b>79 %</b>	93 %	93 %
Toutes les centrales	<b>83 %</b>	91 %	91 %

### Stockage de gaz naturel

TCPL détient ou possède des droits pour une capacité de stockage de gaz naturel de 120 Gpi<sup>3</sup> en Alberta, dont une participation de 60 % dans CrossAlta, un exploitant indépendant d'installations de stockage. TCPL a en outre pris des

dispositions contractuelles avec un tiers en vue de profiter, en Alberta, d'une capacité de stockage à long terme arrivant à échéance en 2030 sous réserve du non-exercice de droits de résiliation anticipée en 2015.

<b>Capacité de stockage de gaz naturel</b>	Capacité de stockage aménagée de gaz naturel (en Gpi <sup>3</sup> )	Capacité maximale d'injection/de retrait (en Mpi <sup>3</sup> /j)
Edson	50	725
CrossAlta <sup>(1)</sup>	32	288
Stockage d'un tiers	38	630
	120	1 643

<sup>(1)</sup> Représente la participation de 60 % de TCPL dans CrossAlta, installation d'une capacité de 54 Gpi<sup>3</sup> et de 480 Mpi<sup>3</sup>/j.

TCPL est d'avis que les facteurs fondamentaux caractérisant le marché du stockage de gaz naturel n'ont pas varié. La capacité de stockage de gaz de la société aide à assurer l'équilibre entre l'offre et la demande saisonnières et à court terme, en plus d'ajouter de la souplesse au chapitre de la livraison de gaz naturel, en Alberta et dans le reste de l'Amérique du Nord. Le déséquilibre saisonnier croissant entre l'offre et la demande de gaz naturel en Amérique du Nord a rendu plus volatils les prix et a accru la demande pour des services de stockage. Le stockage de gaz naturel en Alberta continuera de répondre à des besoins commerciaux et pourrait jouer un rôle prépondérant si des ressources gazières supplémentaires devaient être raccordées aux marchés nord-américains. Les activités de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont indépendantes de celles de l'entreprise de transport de gaz naturel réglementée de TCPL et de l'entreprise de stockage réglementée d'ANR, qui fait partie du secteur des pipelines de TCPL.

TCPL gère l'exposition de ses actifs non réglementés de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant une couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de capacité de stockage auprès de tiers, ainsi que d'achats et de ventes de stocks de gaz naturel exclusif.

TCPL propose un large éventail de possibilités de stockage, avec injections et retraits selon les besoins des clients, dans le cadre de contrats de durées variées, du court terme jusqu'à plusieurs années. Il n'est pas rare que la volatilité du marché permette des opérations d'arbitrage, et les activités de stockage de TCPL sont gage de solutions visant à profiter de la valeur découlant de tels mouvements des prix à court terme. Le résultat découlant des contrats de capacité de stockage auprès de tiers est constaté sur la durée des différents contrats. Au 31 décembre 2008, TCPL avait conclu des contrats pour environ 70 %, en 2009, et 57 % en 2010, de la capacité de stockage aménagée de gaz naturel, laquelle totalise 120 Gpi<sup>3</sup>.

Les opérations liées aux stocks de gaz naturel exclusif comprennent un achat à terme pour injection dans les installations de stockage, associé à une vente à terme en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, habituellement pendant la saison de retrait en hiver. L'appariement des volumes des achats et des ventes permet à TCPL de garantir des marges positives futures, ce qui élimine par le fait même son exposition aux écarts des prix saisonniers du gaz naturel.

De tels contrats à terme visant le gaz naturel constituent des instruments de couverture très efficaces, mais ils ne répondent pas aux critères précis de la comptabilité de couverture et ils sont par conséquent inscrits à leur juste valeur compte tenu des prix du marché à terme pour le mois de livraison prévu aux contrats. Les variations de la juste valeur de ces contrats sont constatées dans les produits. En avril 2007, TCPL a adopté une convention comptable visant l'inscription à leur juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif en fonction du prix à terme pour un mois. Les variations de la juste valeur des stocks sont constatées dans les produits. Le calcul du résultat comparable ne tient pas compte des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel, non représentatives des montants qui seront réalisés au moment du règlement.

À 135 millions de dollars en 2008, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel a diminué de 11 millions de dollars par rapport à 2007. Le recul est principalement attribuable à la baisse des valeurs moyennes de stockage réalisées par CrossAlta, atténuée en partie par la hausse du résultat tiré de la vente de stocks de gaz naturel exclusif à

Edson en 2008. En 2008, il n'y a eu aucun gain net ni aucune perte nette non réalisé découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel, comparativement à des gains non réalisés nets de 10 millions de dollars en 2007.

À 146 millions de dollars en 2007, le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel avait augmenté de 53 millions de dollars par rapport à 2006. L'accroissement était en majeure partie le résultat du bénéfice constaté sur un exercice complet d'exploitation des installations d'Edson.

## ÉNERGIE – POSSIBILITÉS ET FAITS NOUVEAUX

**Ravenswood** En août 2008, TCPL a fait l'acquisition de la centrale de Ravenswood, dans le secteur Queens de la ville de New York, regroupant diverses turbines à combustion, à cycle combiné et à vapeur pouvant être alimentées au moyen de deux types de combustibles. Pendant l'année 2008, Ravenswood a été exploitée selon les modalités d'un contrat d'achat ferme en vigueur au moment de l'achat et arrivé à échéance le 31 décembre 2008. Aux termes de ce contrat, toute l'électricité produite par la centrale a été fournie à Hess Corporation en échange de frais d'exploitation fixes. En janvier 2009, Ravenswood a commencé à tirer ses produits de la vente sur le marché new-yorkais de l'électricité produite par la centrale. La commercialisation de la production de Ravenswood est gérée par TCPL à partir de Westborough, au Massachusetts.

L'intégration à l'exploitation de TCPL de la centrale de Ravenswood acquise en août 2008 a maintenant été menée à terme. Peu de temps après la conclusion de l'acquisition, TCPL a été obligée d'interrompre le fonctionnement d'une des plus grosses turbines de la centrale. Des travaux de réparation sont en cours et il est prévu que l'assurance s'appliquera aux dommages physiques causés ainsi qu'à l'interruption d'exploitation qui a suivi. D'autres travaux de remise à neuf sont en cours à la centrale, effectués en même temps que les réparations, qui font que la capacité disponible de la centrale devrait être plus élevée à l'avenir.

**Bruce Power** Aux termes d'une entente à long terme conclue en 2005 entre Bruce Power et l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OEO »), Bruce A a pris l'engagement de remettre à neuf et en service les réacteurs 1 et 2, de prolonger la durée d'exploitation du réacteur 3 au moyen d'une remise à neuf complète et de remplacer les chaudières à vapeur du réacteur 4. En 2007, Bruce Power et l'OEO ont modifié l'entente de remise à neuf de Bruce A afin d'y prévoir une remise à neuf intégrale du réacteur 4, qui en prolongera la durée d'exploitation prévue. Aux termes de la modification de 2007, l'OEO pouvait décider, avant le 1<sup>er</sup> avril 2008, d'aller de l'avant avec un programme de remise à neuf et en service de trois réacteurs plutôt que d'entreprendre le programme révisé visant les quatre réacteurs. L'OEO a choisi de ne pas se prévaloir de cette option et a décidé de poursuivre avec le programme de remise à neuf et en service des quatre réacteurs.

Au quatrième trimestre de 2008, Bruce Power a terminé un examen des durées d'exploitation estimatives des réacteurs 3 et 4. Il semble maintenant que le réacteur 3 demeurera en exploitation commerciale jusqu'en 2011, ce qui prolonge de presque deux ans la période de production avant le début de la période des travaux de remise à neuf d'une durée prévue de 36 mois. Après les travaux, la durée d'exploitation estimative du réacteur 3 devrait maintenant se prolonger jusqu'en 2038 plutôt que jusqu'en 2037. En outre, il est maintenant prévu que le réacteur 4 demeurera en exploitation commerciale jusqu'en 2016, ce qui ajoute presque sept années de production avant le début de travaux de remise à neuf, de même durée que les précédents, après lesquels la durée d'exploitation estimative devrait être prolongée de 2036 jusqu'en 2042.

Le coût en capital du projet de remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 de Bruce A devrait totaliser 3,4 milliards de dollars environ d'après une revue exhaustive en janvier 2008 des coûts estimatifs requis pour achever le projet. Il s'agit d'une augmentation comparativement au coût estimatif initial de 2,75 milliards de dollars. La part de TCPL devrait se situer autour de 1,7 milliard de dollars, comparativement au coût estimatif initial de 1,4 milliard de dollars. Les augmentations des coûts du projet sont assujetties au barème de partage de l'entente entre TCPL et l'OEO des coûts en capital en fonction des risques et des économies. Les réacteurs 1 et 2 de Bruce A devraient assurer une production supplémentaire de 1 500 MW à l'achèvement des travaux en 2010.

Au 31 décembre 2008, Bruce A avait engagé des coûts de 2,6 milliards de dollars dans le cadre de la remise à neuf et en exploitation des réacteurs 1 et 2, et d'environ 200 millions de dollars à l'égard de la remise à neuf des réacteurs 3 et 4.

**Portlands Energy** Les travaux de construction de Portlands Energy se sont poursuivis en 2008. L'installation a commencé à fonctionner en mode simple à l'été 2008 et son entrée en exploitation intégrale en cycle combiné est prévue pour le premier trimestre de 2009. Portlands Energy fournira de l'électricité aux termes d'un contrat d'approvisionnement accéléré en énergie propre de 20 ans conclu avec l'OEO. Le coût en capital prévu, pour lequel la part de TCPL est de 50 %, est de 730 millions de dollars.

**Coolidge** En mai 2008, Salt River Project, service public de Phoenix, en Arizona, a signé une convention d'achat d'électricité d'une durée de 20 ans pour 100 % de la production de la centrale de pointe à cycle simple alimentée en gaz naturel en cours d'aménagement. En décembre 2008, l'Arizona Corporation Commission a accordé un certificat de compatibilité environnementale autorisant la construction de l'installation. La mise en chantier est prévue pour l'été 2009 et l'entrée en service de la centrale en 2011.

**Halton Hills** Les travaux de construction de Halton Hills se sont poursuivis en 2008. Le projet prévoit la construction et l'exploitation d'une centrale alimentée au gaz naturel près de la ville de Halton Hills, en Ontario. TCPL prévoit investir quelque 670 millions de dollars dans le projet, dont la mise en service est prévue pour le troisième trimestre de 2010. L'électricité produite sera vendue à l'OEO aux termes d'un contrat d'approvisionnement en énergie propre de 20 ans.

**Cartier énergie éolienne** En novembre 2008, le parc éolien de Carleton est entré en exploitation commerciale, procurant jusqu'à 109 MW d'électricité au réseau d'Hydro-Québec. Carleton constitue la troisième des six phases du projet s'étendant sur plusieurs années de Cartier énergie éolienne, dans la région de la Gaspésie, au Québec. Les deux premières phases, soit Baie-des-Sables et Anse-à-Valleau, sont entrées en exploitation respectivement en novembre 2006 et en novembre 2007. Elles peuvent produire à concurrence de 110 MW d'électricité dans le premier cas et de 101 MW d'électricité dans le second. Les travaux de construction pour la réalisation des autres phases du projet de Cartier énergie éolienne sont prévus d'ici 2012, sous réserve des approbations nécessaires. La capacité de production devrait totaliser 740 MW une fois les six phases réalisées. TCPL détient une participation de 62 % dans ces parcs éoliens.

**Projet éolien Kibby** En juillet 2008, la Land Use Regulatory Commission, dans l'État du Maine, a approuvé le plan d'aménagement définitif présenté par TCPL en vue de la construction, de la possession et de l'exploitation d'un parc éolien dans les cantons de Kibby et de Skinner de ce même État. Les installations, d'une valeur approximative de 320 millions de dollars US, ont été mises en chantier en juillet 2008 et l'entrée en exploitation de la première phase est prévue pour le quatrième trimestre de 2009.

**Bécancour** En novembre 2007, TCPL a conclu une entente avec Hydro-Québec afin d'interrompre temporairement sa production d'électricité à la centrale de Bécancour en 2008, année au cours de laquelle l'entente a été prolongée jusqu'en décembre 2009. Aux termes de cette entente, TCPL continuera de toucher des paiements d'un montant semblable à ceux qui auraient été reçus si les activités avaient poursuivi leur cours normal.

**Projets de lignes de transport d'électricité** TCPL a présenté des propositions de construire, de posséder et d'exploiter des lignes de transport d'électricité, notamment dans le cadre des projets de ligne de transport d'électricité Zephyr et Chinook. Les projets envisagent chacun le transport d'un courant continu à haute tension (« CCHT ») de 500 kilovolts (« kV ») à partir respectivement du Wyoming et du Montana jusqu'au Nevada. S'ils sont construits, chacun des projets, d'un coût d'environ 3 milliards de dollars US, serait en mesure de livrer quelque 3 000 MW d'électricité. En décembre 2008, TCPL a déposé des demandes sollicitant l'approbation de la FERC pour ces deux projets afin d'être autorisée à demander les tarifs négociés et à procéder à un appel de soumissions au printemps 2009, alors que 50 % de la capacité de chacune des lignes est déjà réservée sur une période de 25 ans. En février 2009, la FERC a approuvé les deux demandes. Sous réserve de la réalisation des appels de soumissions, la société s'attend que les travaux prévus au titre de la réglementation soient entrepris plus tard en 2009, suivis du début des travaux de construction en 2012 et d'une entrée en service éventuelle vers la fin de 2014.

TCPL a présenté une proposition de construire la ligne de transport d'électricité NorthernLights pour le transport d'un CCHT de 500 kV à partir du centre de l'Alberta pour aboutir à un terminal dans le sud de cette même province, où elle serait reliée à des lignes desservant les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique. Les installations de NorthernLights devraient coûter environ 2 milliards de dollars et fournir jusqu'à 3 000 MW d'électricité.

**Projet de GNL de Broadwater** En mars 2008, la FERC a approuvé la construction et l'exploitation du terminal de Broadwater, sous réserve de certaines conditions. En avril 2008, le Département d'État de New York a déterminé que la construction et l'exploitation du projet ne seraient pas en conformité avec les politiques sur la zone côtière de l'État. Par suite de cette décision défavorable, TCPL a radié, au titre du projet de Broadwater, des coûts de 27 millions de dollars

après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) qui avaient été capitalisés jusqu'au 31 mars 2008. TCPL en a appelé de la décision du Département d'État de New York auprès du Département du Commerce des États-Unis, et une décision est attendue au début de 2009.

## **ÉNERGIE – RISQUES D'ENTREPRISE**

### *Fluctuation des prix de l'électricité et du gaz naturel sur le marché*

TCPL mène ses activités sur les marchés concurrentiels du gaz naturel et de l'électricité en Amérique du Nord. L'instabilité des prix de l'électricité et du gaz naturel est attribuable aux forces du marché, comme les fluctuations de l'offre et de la demande, elles-mêmes grandement influencées par les conditions météorologiques. Le résultat de l'entreprise d'énergie à l'égard de la vente de volumes non visés par des contrats est assujéti à la volatilité des prix. Même si une grande partie de l'offre de l'entreprise d'énergie est réservée pour répondre aux exigences de contrats de vente à moyen ou à long terme, elle en conserve une certaine partie pour se doter d'une souplesse accrue dans la gestion du portefeuille des actifs détenus en propriété exclusive par la société.

### *Volumes non visés par des contrats*

L'entreprise d'énergie dispose de volumes non visés par des contrats de vente d'électricité dans les installations énergétiques de l'Ouest et les installations énergétiques de l'Est, ainsi que par l'entremise de sa participation dans Bruce Power. En outre, l'acquisition de Ravenswood, le 31 décembre 2008, a permis aux installations énergétiques de l'Est d'accroître considérablement ses volumes non visés par des contrats de vente, qui sont soumis à la volatilité des prix. La vente d'électricité sur le marché au comptant de volumes non visés par des contrats est soumise à la volatilité des prix du marché, ce qui influe directement sur les résultats. Bruce B compte d'importants volumes non visés par des contrats, assujéti à un mécanisme de prix plancher selon des modalités de prix fixés par contrat avec l'OEO, qui sont vendus sur le marché de gros au comptant, alors que la production de Bruce A est intégralement vendue sur le marché de gros au comptant de l'Ontario aux termes de contrats à prix fixe conclus avec l'OEO. L'entreprise de stockage de gaz naturel est assujéti aux fluctuations attribuables aux écarts saisonniers pour le gaz naturel, habituellement fonction de la différence entre les prix pratiqués l'été, saison traditionnelle d'injection, et ceux pratiqués l'hiver, saison traditionnelle de retrait. Par conséquent, la société assure la couverture de sa capacité au moyen d'un portefeuille d'engagements contractuels de durées variables.

### *Risque de liquidité*

Une diminution du nombre et de la qualité du crédit des contreparties avec lesquelles des opérations sont conclues peut accroître l'exposition de la société aux prix pratiqués sur le marché au comptant en réduisant la capacité de TCPL d'obtenir des prix de vente à terme selon des modalités contractuelles acceptables.

### *Capacité disponible des centrales*

Le maintien de la capacité disponible des centrales est essentiel au succès soutenu de l'entreprise d'énergie. Le risque d'exploitation des centrales est atténué par un engagement visant l'application de la stratégie d'excellence opérationnelle de TCPL, pour assurer un rendement d'exploitation fiable et à faible coût à chacune des installations de la société. Des arrêts d'exploitation pour entretien correctif ou encore la durée des interruptions pourraient causer une baisse de la production des centrales et un recul des produits tirés des ventes, une réduction des marges et un accroissement des frais d'entretien. Il arrive parfois que des interruptions d'exploitation imprévues nécessitent l'achat d'électricité ou de gaz naturel aux prix du marché afin de permettre à TCPL de répondre à ses obligations contractuelles.

### *Conditions météorologiques*

Des phénomènes météorologiques et des températures extrêmes, en Amérique du Nord et dans le golfe du Mexique, sont souvent à l'origine de prix volatils et d'une demande d'électricité et de gaz naturel. Ces mêmes conditions peuvent aussi limiter la disponibilité d'électricité et de gaz naturel. En outre, les variations saisonnières de la température peuvent avoir des répercussions sur l'efficacité et la capacité de production des centrales alimentées au gaz naturel. La variabilité des régimes éoliens peut pour sa part avoir une incidence sur le résultat des actifs de Cartier énergie éolienne.

### *Hydrologie*

La production d'électricité de TCPL est soumise à des risques liés à l'hydrologie, compte tenu des installations de production hydroélectriques qu'elle possède dans le Nord-Est des États-Unis. Les changements des conditions et les

phénomènes météorologiques, la gestion fluviale à l'échelle locale et les ruptures possibles de barrages à ces centrales ou à d'autres installations en amont présentent des risques pour la société.

#### ***Exécution et coût en capital***

Les programmes de l'entreprise d'énergie, pour ce qui est des mises en chantier en Ontario, au Québec, dans le Maine et en Arizona, y compris la participation dans Bruce Power, sont soumis à des risques d'exécution et liés au coût en capital. À Bruce Power, le projet de remise à neuf et en service des quatre réacteurs de Bruce A est en outre soumis à un barème de partage avec l'OEO des coûts en capital en fonction des risques et des économies.

#### ***Mise en service d'actifs***

Même si tous les actifs nouvellement construits de TCPL doivent être soumis à des essais rigoureux avant leur mise en service, il existe un risque que leur capacité disponible ou leur rendement soit inférieur aux prévisions, plus particulièrement au cours de leur première année d'exploitation.

#### ***Réglementation des marchés de l'électricité***

TCPL exerce ses activités sur des marchés réglementés et déréglementés de l'électricité. Au fil de l'évolution des marchés de l'électricité en Amérique du Nord, il est possible que les organismes de réglementation adoptent de nouvelles règles qui pourraient influencer négativement sur les activités de production et de commercialisation des centrales de TCPL. Il pourrait par exemple s'agir de la modification des règles qui régissent le marché, du plafonnement des prix, du contrôle des émissions, d'imputations inévitables de coûts aux producteurs et de tentatives par des tiers de prendre des mesures hors du marché visant l'obtention d'un excédent de production qui aurait des incidences négatives sur les prix à l'égard de la capacité de production ou de l'électricité produite, ou des deux. En outre, les projets d'aménagement de TCPL sont fondés sur le déroulement ordonné du processus d'obtention des permis, et toute perturbation du processus pourrait influencer négativement sur le calendrier et le coût des projets. TCPL continue de surveiller les questions liées à la réglementation et à sa réforme, et d'y participer activement.

Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur d'autres risques et sur la gestion de ces risques dans l'entreprise d'énergie.

## **ÉNERGIE – PERSPECTIVES**

TCPL présume que ses activités en 2009 seront pour l'essentiel comparables à celles de 2008, et elles tiennent compte de l'incidence positive du résultat sur un exercice complet de Ravenswood, du résultat supplémentaire de Portlands Energy, dont la mise en service est prévue pour le premier trimestre de 2009, et de la réduction des arrêts d'exploitation prévus à Bruce Power. Ces incidences positives ont été atténuées en partie par le retour à des niveaux plus normaux des débits d'écoulement, ces derniers ayant atteint des records en 2008. De plus, la conjoncture économique actuelle joue négativement sur la demande, les liquidités et les prix sur les marchés des produits de base au sein desquels évolue TCPL.

Même si TCPL a vendu à terme une part importante de la production de ses centrales et de celle prévue aux termes de CAE en Alberta, ainsi que de la capacité de ses installations de stockage de gaz naturel, le bénéfice d'exploitation en 2009 pourrait être modifié en cas de changements aux prix de l'électricité sur le marché au comptant, aux coûts thermiques, aux conditions hydrologiques, aux paiements de capacité à terme, aux écarts de stockage pour le gaz naturel et aux arrêts d'exploitation imprévus. Le bénéfice d'exploitation des établissements de ce secteur aux États-Unis est vulnérable aux variations des taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien.

La capacité disponible des centrales, les modifications aux règlements, les conditions météorologiques, les oscillations des monnaies et la stabilité générale du secteur de l'énergie constituent d'autres facteurs qui peuvent influencer sur le bénéfice d'exploitation en 2009. Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Énergie – Risques d'entreprise » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur ces facteurs.

À la suite de l'échéance, le 31 décembre 2008, de l'entente de tarification de Ravenswood conclue avec Hess Corporation, TCPL gèrera, de façon continue, la commercialisation de la production de la centrale de Ravenswood tout comme elle gère les autres actifs de production d'électricité dans le Nord-Est des États-Unis. En fonction de la liquidité du marché et d'autres facteurs, une importante partie de l'électricité générée par la centrale de Ravenswood en 2009 et par la suite pourrait être vendue aux prix du marché au comptant. Ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Énergie – Risques d'entreprise » du présent rapport de gestion, les prix de l'électricité sur le marché au comptant peuvent varier

en fonction des prix des produits de base sous-jacents pour l'énergie, des approvisionnements disponibles, de la demande et d'autres facteurs.

### *Dépenses en immobilisations*

Les dépenses en immobilisations de l'entreprise d'énergie en 2008 ont totalisé 4,3 milliards de dollars, montant qui comprend l'acquisition de Ravenswood au coût de 3,1 milliards de dollars. Au total, en 2009, pour la même entreprise, ces dépenses devraient être d'environ 1,4 milliard de dollars, y compris les appels de fonds liés au projet de remise à neuf et en exploitation de Bruce A et la poursuite des travaux pour Coolidge, Cartier énergie éolienne, le projet éolien Kibby et Halton Hills.

## SIÈGE SOCIAL

### SIÈGE SOCIAL – RÉSULTATS

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2008	2007	2006
Charges financières indirectes et participations sans contrôle	310	266	139
Intérêts créditeurs et autres produits	3	(81)	(43)
Impôts sur les bénéfices	(191)	(127)	(61)
<b>Charges comparables<sup>(1)</sup></b>	<b>122</b>	<b>58</b>	<b>35</b>
Redressements et rajustements d'impôts	(26)	(68)	(72)
<b>Charges nettes (résultat net), après les impôts</b>	<b>96</b>	<b>(10)</b>	<b>(37)</b>

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur le résultat comparable.

Les résultats du siège social tiennent compte du montant net des charges suivantes non attribuées aux secteurs d'activité.

### *Charges financières indirectes et participations sans contrôle*

Les charges financières directes sont présentées dans les secteurs d'activité respectifs. Elles sont principalement liées aux titres de créance et titres privilégiés se rapportant aux pipelines détenus en propriété exclusive par la société. Les charges financières indirectes, y compris les incidences du change connexes, sont surtout engagées par le siège social. Le montant de la dette de la société, les incidences des fluctuations des taux d'intérêt et des taux de change sur celle-ci et le montant de l'intérêt capitalisé pour les projets en chantier influent directement sur ces coûts.

### *Intérêts créditeurs et autres produits*

Les intérêts créditeurs et autres produits comprennent l'intérêt sur les soldes de caisse investis et sur les remboursements d'impôts sur les bénéfices. Sont également compris les gains et les pertes de change liés à la conversion du fonds de roulement en devises et les instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société à l'égard du bénéfice net exprimé en dollars américains.

### *Impôts sur les bénéfices*

Les recouvrements d'impôts sur les bénéfices comprennent les impôts sur les bénéfices calculés sur les charges nettes du secteur du siège social, ainsi que les remboursements, les redressements et les rajustements à ce titre qui ne sont pas exclus dans le contexte du résultat comparable.

## SIÈGE SOCIAL – RÉSULTATS FINANCIERS

Les charges nettes du siège social ont été de 96 millions de dollars en 2008, comparativement à un bénéfice net de 10 millions de dollars en 2007 et de 37 millions de dollars en 2006.

Les charges nettes du siège social en 2008 comprennent des redressements et rajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars, comparativement à 68 millions de dollars en 2007. Exclusion faite de ces rajustements d'impôts sur les bénéfices, les dépenses comparables du siège social ont augmenté de 64 millions de dollars en 2008

comparativement à celles de 2007. Cette augmentation s'explique surtout par des pertes non réalisées nettes de 39 millions de dollars après les impôts en raison des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société à la hausse des taux d'intérêt, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. La juste valeur de ces instruments dérivés a subi le contrecoup de la chute des taux d'intérêt à des niveaux qui n'avaient encore jamais été aussi bas au quatrième trimestre de 2008. En outre, les charges financières élevées découlant du financement du programme d'investissement de la société en 2008, y compris l'acquisition de Ravenswood, et les pertes supérieures attribuables à la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change, ont été en partie annulées par la capitalisation accrue de l'intérêt sur le financement d'un programme d'investissement de plus grande envergure. Les pertes à l'égard des instruments dérivés portant sur le taux de change font en partie contrepoids à l'incidence positive d'un dollar américain plus vigoureux pour les entreprises de pipelines et d'énergie.

Le résultat net du secteur du siège social comprenait des redressements et rajustements d'impôts favorables de 68 millions de dollars en 2007 et de 72 millions de dollars en 2006. Exclusion faite de ces rajustements d'impôts sur les bénéfiques, les charges comparables du siège social avaient augmenté de 23 millions de dollars en 2007 comparativement à celles de 2006. Les gains non réalisés nets à l'égard de la variation de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change et l'incidence des différences favorables dans les taux d'imposition avaient été plus que contrés par la hausse des charges financières, principalement en raison du financement de l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes.

## SIÈGE SOCIAL – PERSPECTIVES

En 2008, les charges nettes du siège social tiennent compte de certains rajustements d'impôts favorables et d'autres incidences, dont des pertes non réalisées de 39 millions de dollars à l'égard des instruments dérivés servant à gérer l'exposition aux taux d'intérêt, qui ne devraient pas se répéter en 2009. Les coûts de financement liés aux titres de créance émis en 2008 et en 2009, ainsi que les titres de créance supplémentaires devant être émis en 2009 pour financer en partie les programmes d'investissement de la société, devraient faire augmenter les charges financières du siège social en 2009. Toutefois, il est prévu que cette hausse sera en grande partie neutralisée par l'intérêt capitalisé pour les projets en chantier. Les résultats du siège social pourraient en outre être touchés par le niveau d'endettement, les taux d'intérêt, les taux de change ainsi que les remboursements et rajustements d'impôts. La valeur du dollar canadien en regard du dollar américain aura une incidence sur les résultats du secteur du siège social, bien que TCPL atténue cette incidence surtout en réduisant en partie le risque à l'égard du dollar américain pour certaines de ses entreprises et en concluant des opérations de couverture.

## ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le bénéfice de 28 millions de dollars découlant des activités abandonnées en 2006 tenait compte des règlements conclus dans le cadre de la faillite de Mirant liés à l'entreprise de commercialisation du gaz que TCPL avait vendue en 2001.

## SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Partout dans le monde, les marchés financiers sont perturbés, mais la position financière de TCPL et sa capacité de générer des liquidités à même son exploitation, à court et à long termes, ainsi que de maintenir la solidité et la souplesse financières requises pour concrétiser ses plans de croissance, demeurent bonnes et sont comparables à ce qu'elles étaient au cours des derniers exercices. La situation de trésorerie de TCPL demeure solide, appuyée par des flux de trésorerie liés à l'exploitation hautement prévisibles, des soldes de caisse élevés découlant des récentes émissions d'actions, ainsi que des marges de crédit bancaires renouvelables confirmées de 1,0 milliard de dollars US, de 2,0 milliards de dollars et de 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, en décembre 2012 et en février 2013. À l'heure actuelle, TCPL n'a effectué aucun prélèvement sur ces marges car la société continue de bénéficier d'un accès ininterrompu au marché du papier commercial au Canada selon des modalités concurrentielles. Des facilités bancaires confirmées supplémentaires de 50 millions de dollars et de 320 millions de dollars US dont les dates d'échéance vont de 2010 à 2012 demeurent accessibles aux sociétés affiliées exploitées par TCPL, qui a en outre renforcé sa situation de trésorerie et sa position financière au moyen d'autres opérations de financement en 2008 et au

début de 2009, dont il est question plus loin. Les risques à l'égard de la situation de trésorerie de TCPL, des marchés et autres sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

## RÉSUMÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	2008	2007	2006
Fonds provenant de l'exploitation <sup>(1)</sup>	2 992	2 603	2 374
(Augmentation) diminution du fonds de roulement lié à l'exploitation	(188)	215	(300)
<b>Rentrées nettes provenant de l'exploitation</b>	<b>2 804</b>	2 818	2 074

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » du présent rapport de gestion pour un complément d'information sur les fonds provenant de l'exploitation.

## POINTS SAILLANTS

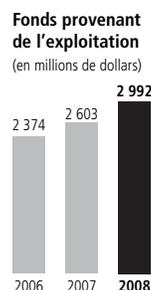
### Activités d'investissement

- Pour la période de trois ans terminée le 31 décembre 2008, les dépenses en immobilisations et les acquisitions, y compris les dettes prises en charge, ont totalisé environ 15,3 milliards de dollars.

### Dividendes

- Le 2 février 2009, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009, un dividende d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2009. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

### Fonds provenant de l'exploitation



Les fonds provenant de l'exploitation en 2008 se sont chiffrés à 3,0 milliards de dollars, comparativement à 2,6 milliards de dollars en 2007 et à 2,4 milliards de dollars en 2006. L'augmentation de 2007 à 2008 est principalement attribuable au produit associé à un meilleur résultat d'exploitation et aux règlements dans le cadre de la faillite de Calpine. L'entreprise d'énergie a constitué la principale source de l'augmentation en 2008 par rapport à 2007, laquelle augmentation a été partiellement contrée par une baisse de la contribution du siège social. L'entreprise de pipelines et l'expansion des activités dans le secteur de l'énergie avaient été les principales sources d'accroissement en 2007 comparativement à 2006.

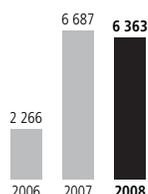
### Activités d'investissement

Les dépenses en immobilisations ont totalisé 3 134 millions de dollars en 2008, contre 1 651 millions de dollars en 2007 et 1 572 millions de dollars en 2006. En 2008 et 2007, ces dépenses visaient surtout les travaux de remise à neuf et en service à Bruce Power, ainsi que ceux d'aménagement pipelinier, dont Keystone, la construction de nouvelles centrales, l'agrandissement de pipelines existants et des projets d'entretien et d'ajout à la capacité dans l'entreprise de pipelines. Les dépenses en immobilisations en 2006 avaient été affectées principalement à la construction de nouvelles centrales et installations de stockage de gaz naturel au Canada, ainsi qu'à des projets d'entretien et d'ajout à la capacité dans l'entreprise de pipelines.

Le 26 août 2008, TCPL a acquis de National Grid plc la centrale de Ravenswood en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains rajustements postérieurs à la clôture.

**Dépenses en immobilisations et acquisitions, y compris la dette prise en charge**

(en millions de dollars)



Conformément à l'entente conclue par TCPL et visant à faire passer sa participation dans Keystone de 50 % à 79,99 %, TCPL a financé 362 millions de dollars des appels de fonds de Keystone depuis le 30 septembre 2008. Ces opérations ont donné lieu à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 12 % au prix de 176 millions de dollars, ce qui porte la participation de TCPL à 62 % au 31 décembre 2008. L'entente à l'égard de Keystone est décrite plus en détail sous la rubrique « Pipelines » du présent rapport de gestion.

En 2007, TCPL avait fait l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes en versant 3,4 milliards de dollars US à El Paso Corporation, ce qui comprenait un montant de 491 millions de dollars US pour la dette à long terme prise en charge. PipeLines LP avait acheté à El Paso Corporation la participation restante de 46,4 % dans Great Lakes au prix de 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge. En 2007 toujours, PipeLines LP avait acheté le reste de la participation de Sierra Pacific Resources dans Tuscarora, soit 1 %, en contrepartie d'un paiement de quelque 2 millions de dollars.

Dans le cadre d'une opération distincte en 2007, PipeLines LP avait également acheté la participation de 1 % de TCPL dans Tuscarora en contrepartie d'un paiement d'environ 2 millions de dollars. Par suite de ces opérations, PipeLines LP détient Tuscarora en propriété exclusive.

En 2006, PipeLines LP avait acheté une participation supplémentaire de 49 % dans Tuscarora au prix de 100 millions de dollars US et avait également pris en charge une dette de 37 millions de dollars US. PipeLines LP avait aussi acheté une participation supplémentaire de commandité de 20 % dans Northern Border, au prix de 307 millions de dollars US sans compter la prise en charge indirecte d'une dette de 122 millions de dollars US. TCPL avait vendu sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners, L.P. en contrepartie d'un produit de 35 millions de dollars, déduction faite des impôts exigibles.

### **Activités de financement**

En 2008, TCPL a émis des titres de créance à long terme d'un montant de 2,2 milliards de dollars et a rehaussé de 1,7 milliard de dollars le montant des billets à payer. Sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises était de 173 millions de dollars. Toujours en 2008, la société a réduit sa dette à long terme de 840 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises de 120 millions de dollars.

Au 31 décembre 2008, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables non garanties totalisant 4,2 milliards de dollars à l'appui de ses programmes de papier commercial et à des fins générales de la société. Ces facilités de crédit comprennent ce qui suit :

- une facilité de crédit renouvelable consortiale confirmée de 2,0 milliards de dollars échéant en décembre 2012;
- une facilité renouvelable consortiale confirmée de 300 millions de dollars US échéant en février 2013; cette facilité fait partie de la facilité de crédit de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada PipeLine USA Ltd. dont il est question plus loin sous la rubrique « Activités de financement – Dette à long terme en 2007 »;
- une facilité bancaire non garantie, prorogable et confirmée de 1,0 milliard de dollars US dont le montant peut être augmenté et qui a été mise en place au quatrième trimestre de 2008, portant intérêt à un taux variable plus une marge, d'une durée initiale de 364 jours avec possibilité de renouvellement pour un an au gré de l'emprunteur; la facilité servira au soutien d'un nouveau programme de papier commercial consacré au financement d'une partie des dépenses pour Keystone et à des fins générales du partenariat;
- des marges à vue de 0,6 milliard de dollars, permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; la société avait affecté environ 433 millions de dollars du total de ces marges à des lettres de crédit au 31 décembre 2008.

### **Financement par emprunt d'apparentés**

Les opérations entre apparentés consistent en des montants à rembourser par ou exigibles de TransCanada ainsi que des intérêts créditeurs et des intérêts débiteurs courus.

Au 31 décembre 2008, TransCanada avait émis des billets à escompte en faveur de TCPL d'un montant de 1,5 milliard de dollars (1,2 milliard de dollars en 2007). Ces billets sont assortis d'un taux d'intérêt de 2,1 %, ils échoient en juin 2009 et ils ont été affectés à des fins générales.

Au 31 décembre 2007, TransCanada avait émis des billets à ordre en faveur de TCPL totalisant 181 millions de dollars. Ces billets étaient non productifs d'intérêt et ils ont été remboursés en décembre 2008. Les billets avaient été affectés à des fins générales.

En février 2007, TCPL a émis un billet à ordre en faveur de TransCanada d'un montant de 700 millions de dollars US portant intérêt au TIOL majoré de 32,5 points de base, qui a servi à financer en partie l'acquisition d'ANR et d'une participation supplémentaire dans Great Lakes. L'encours de 370 millions de dollars US au 31 décembre 2007 a été intégralement remboursé le 7 janvier 2008.

TransCanada a établi auprès de TCPL une facilité de crédit non garantie de 2,5 milliards de dollars, portant intérêt au taux préférentiel de Reuters ou au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base au gré de TCPL. Les fonds avancés aux termes de cette facilité peuvent être affectés au remboursement de la dette ou aux contributions de commandité dans Bruce A ou encore aux fonds de roulement et autres fins générales. Au 31 décembre 2008, l'encours de cette facilité était de 1,6 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2007). L'accord échoit le 15 décembre 2009.

En mai 2003, TCPL a établi à des fins générales une facilité de crédit renouvelable et remboursable à vue auprès de TransCanada d'un montant de 500 millions de dollars ou l'équivalent en dollars US, portant intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel aux États-Unis. Au 31 décembre 2008, le solde impayé de cette facilité était de 200 millions de dollars (207 millions de dollars en 2007).

En 2008, les charges financières comprenaient des intérêts débiteurs de 76 millions de dollars (72 millions de dollars en 2007) et des intérêts créditeurs de 55 millions de dollars (30 millions de dollars en 2007) en raison des opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2008, les créditeurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars à payer à TransCanada (5 millions de dollars en 2007).

#### **Activités de financement – Dette à court terme**

En juin 2008, la société a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US, assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») majoré de 30 points de base. Cette facilité est renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois au TIOL majoré de 35 points de base. En août 2008, la société a affecté 255 millions de dollars US de cette facilité au financement d'une partie de l'acquisition de Ravenswood et elle a annulé le reste des fonds confirmés. Au 31 décembre 2008, le solde impayé de cette facilité de crédit était de 255 millions de dollars US.

#### **Activités de financement – Dette à long terme en 2009 et en 2008**

Le 17 février 2009, la société a réalisé l'émission de billets à moyen terme pour une valeur de 300 millions de dollars et de 400 millions de dollars échéant respectivement en février 2014 et en février 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 5,05 % et de 8,05 %. Le produit vise à financer les bases tarifaires du réseau de l'Alberta et du réseau principal au Canada. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable de 1,5 milliard de dollars déposé au Canada en mars 2007.

Le 9 janvier 2009, la société a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt aux taux respectifs de 7,125 % et de 7,625 %. Le produit de ces billets servira au financement partiel d'autres projets d'investissement de TCPL, au remboursement d'emprunts arrivés à échéance et à des fins générales de la société. Ces billets ont été émis aux termes d'un prospectus préalable de 3,0 milliards de dollars US déposé en janvier 2009. Après ces émissions, la société dispose d'une capacité inutilisée restante de 1,0 milliard de dollars US aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en janvier 2009.

En août 2008, TCPL a émis pour une valeur de 500 millions de dollars de billets à moyen terme échéant en août 2013 et portant intérêt à 5,05 %. Le produit a servi à financer en partie le programme d'investissement du réseau de l'Alberta et à des fins générales de la société. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable déposé au Canada en mars 2007.

Également en août 2008, TCPL a émis des billets non garantis de premier rang pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement en août 2018 et en août 2038 et portant intérêt aux taux respectifs de 6,50 % et de 7,25 %. Le produit a servi à financer en partie l'acquisition de Ravenswood et à d'autres fins générales de la société. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007. Après ces émissions, la société avait entièrement utilisé la capacité de son prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007.

En juin 2008, la société a racheté pour 256 millions de dollars de billets à moyen terme à 5,84 % et une débenture de 100 millions de dollars à 11,85 %. En janvier 2008, la société a racheté pour 105 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,0 %.

#### **Activités de financement – Dette à long terme en 2007**

En 2007, TCPL avait émis des titres de créance à long terme d'un montant de 2,6 milliards de dollars et pour 1,0 milliard de dollars US de billets subordonnés de rang inférieur alors que sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises était de 142 millions de dollars. Par ailleurs, la société avait réduit sa dette à long terme de 1,1 milliard de dollars, ses billets à payer de 412 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises de 157 millions de dollars.

En octobre 2007, TCPL avait émis des billets non garantis de premier rang d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US aux termes d'un prospectus préalable de 2,5 milliards de dollars US déposé aux États-Unis en septembre 2007. Ces billets échoient le 15 octobre 2037 et ils portent intérêt au taux de 6,20 %.

En juillet 2007, TCPL avait exercé son droit de rachat à l'égard des titres privilégiés au taux de 8,25 % d'un montant de 460 millions de dollars US échéant en 2047. Les titres en question avaient été rachetés au comptant et à leur valeur nominale dans le cadre d'un règlement conclu à l'égard du réseau principal au Canada. Le gain de change réalisé au rachat des titres sera graduellement remis aux expéditeurs du réseau principal au Canada au cours de la période du règlement sur cinq ans.

En avril 2007, la société avait émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable correspondant au TIOL sur trois mois majoré de 221 points de base. Les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés à tous les titres de créances de premier rang existants et futurs, en termes réels à l'ensemble des titres de créance et des obligations de la société, et sont rachetables au gré de la société en tout temps à compter du 15 mai 2017 au montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat.

En avril 2007, Northern Border avait fait passer sa facilité de crédit bancaire d'une durée de cinq ans de 175 millions de dollars US à 250 millions de dollars US. Une partie de la facilité bancaire avait servi au refinancement de billets de premier rang de 150 millions de dollars US échus le 1<sup>er</sup> mai 2007, le solde pouvant servir au financement de l'exploitation courante de Northern Border.

En mars 2007, ANR Pipeline avait retiré volontairement de la Bourse de New York l'inscription des débentures au taux de 9,625 % échéant en 2021, des débentures au taux de 7,375 % échéant en 2024 et des débentures au taux de 7,0 % échéant en 2025. À la suite de ces radiations de la cote, ANR Pipeline a radié ces titres de l'inscription auprès de la SEC.

En février 2007, la société avait mis en place une facilité de crédit confirmée et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et prorogable de cinq ans de 300 millions de dollars US. La société avait tiré 1,0 milliard de dollars US sur cette facilité et un montant supplémentaire de 100 millions de dollars US sur une marge de crédit à vue existante pour financer en partie l'acquisition d'ANR et la participation supplémentaire dans Great Lakes et pour investir de nouvelles sommes dans PipeLines LP. La partie renouvelable de la facilité confirmée et la marge de crédit à vue ont été intégralement remboursées par la suite. En 2008, la date d'échéance de la partie renouvelable de la facilité a été prorogée jusqu'en février 2013.

En février 2007, PipeLines LP avait augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition de Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, sous forme d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche

inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la clôture de l'acquisition de Great Lakes.

En octobre 2007, la société avait racheté pour 150 millions de dollars de billets à moyen terme à 6,15 %. En février 2007, la société avait racheté des billets à moyen terme à 6,05 % d'un montant de 275 millions de dollars.

#### **Activités de financement – Dette à long terme en 2006**

En 2006, la société avait émis des titres de créance à long terme d'une valeur de 2,1 milliards de dollars et avait réduit sa dette à long terme de 729 millions de dollars, ses billets à payer de 495 millions de dollars et sa quote-part de la dette à long terme des coentreprises d'un montant net de 14 millions de dollars. En janvier 2006, la société avait émis des billets à moyen terme sur cinq ans, échéant en 2011 et comportant un taux d'intérêt de 4,3 %, pour une valeur de 300 millions de dollars. En mars 2006, elle avait émis des billets de premier rang non garantis, échéant en 2036 et comportant un taux d'intérêt de 5,85 %, pour une valeur de 500 millions de dollars US. En octobre 2006, TCPL avait émis des billets à moyen terme, échéant en 2016 et comportant un taux d'intérêt de 4,65 %, pour une valeur de 400 millions de dollars.

En avril 2006, PipeLines LP avait prélevé 307 millions de dollars US sur sa facilité de crédit non garantie pour financer la tranche au comptant du prix de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 20 % dans Northern Border. En décembre 2006, cette facilité de crédit avait été intégralement remboursée et remplacée par une convention de prêt à terme et de crédit renouvelable consortiale de 410 millions de dollars US, aux termes de laquelle un montant avait été prélevé et avait servi à financer l'acquisition de participations supplémentaires dans Tuscarora. En février 2007, PipeLines LP avait augmenté le montant de cette facilité, ainsi qu'il en est question plus haut.

#### **Activités de financement – Capitaux propres en 2008**

En 2008, TCPL a émis 66,3 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 2,4 milliards de dollars.

Depuis 2007, le conseil d'administration de TransCanada autorise l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un taux d'escompte aux participants au RDA de TransCanada. Ce régime permet aux actionnaires privilégiés de TCPL admissibles de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. Les actions du RDA sont offertes aux participants à un escompte sur le cours moyen des cinq jours précédant le paiement des dividendes. L'escompte a été établi à 2 % à partir du dividende payable en avril 2007 et il a été porté à 3 % pour les dividendes payables en janvier 2009. Avant avril 2007, les actions achetées par TransCanada sur le marché libre étaient fournies aux participants au RDA au prix coûtant. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré.

#### **Activités de financement – Capitaux propres en 2007**

En 2007, TCPL avait émis 48,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,8 milliard de dollars. Ce produit avait servi à financer l'acquisition d'ANR et de Great Lakes.

En février 2007, PipeLines LP avait réalisé un placement privé de 17,4 millions de parts ordinaires au prix d'achat de 34,57 \$ US la part. TCPL a acheté une tranche de 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US et a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. Au total, le placement privé et l'investissement supplémentaire de TCPL avaient donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP, produit qui avait servi à financer en partie l'acquisition de Great Lakes.

#### **Dividendes**

En 2008, des dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées s'élevant à 817 millions de dollars ont été versés, comparativement à des dividendes au comptant de 725 millions de dollars en 2007 et de 639 millions de dollars en 2006. L'augmentation de 2007 à 2008 était principalement le résultat de l'accroissement du nombre d'actions en circulation.

Le 2 février 2009, le conseil d'administration de TCPL a déclaré, pour le trimestre se terminant le 31 mars 2009, un dividende trimestriel d'un montant égal au dividende trimestriel devant être payé par TransCanada sur ses actions ordinaires émises et en circulation à la fermeture des bureaux le 31 mars 2009. Le conseil a également déclaré des dividendes réguliers sur les actions privilégiées de TCPL.

**Cotes d'émetteur**

La cote d'émetteur accordée à TCPL par Moody's Investors Service (« Moody's ») est Baa1, avec perspectives stables. Les cotes de crédit que DBRS, Moody's et Standard & Poor's accordent aux titres de créance de premier rang non garantis de TCPL sont respectivement A avec perspectives stables, A3 avec perspectives stables, et A – avec perspectives stables.

**OBLIGATIONS CONTRACTUELLES****Obligations et engagements**

Le total de la dette à long terme de la société au 31 décembre 2008 était de 16,2 milliards de dollars auxquels s'ajoutaient des billets subordonnés de rang inférieur de 1,2 milliard de dollars, contre une dette à long terme totale de 12,9 milliards de dollars et des billets subordonnés de rang inférieur de 1,0 milliard de dollars au 31 décembre 2007. La part de TCPL du total des titres de créance de coentreprises, y compris les obligations au titre de contrats de location-acquisition, au 31 décembre 2008 était de 1,1 milliard de dollars, comparativement à 903 millions de dollars au 31 décembre 2007. Le total des montants à rembourser à TransCanada était de 1,8 milliard de dollars au 31 décembre 2008, comparativement à 1,9 milliard de dollars au 31 décembre 2007. Le total des billets à payer, y compris la quote-part de TCPL des billets à payer de coentreprises, s'établissait à 1,7 milliard de dollars au 31 décembre 2008 et à 55 millions de dollars au 31 décembre 2007. TCPL a fourni certaines garanties au prorata en ce qui a trait aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power ainsi qu'à l'exécution des obligations de cette dernière et d'autres entités détenues partiellement.

**OBLIGATIONS CONTRACTUELLES**

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)

	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Montants à rembourser à TransCanada Corporation	1 821	1 821	–	–	–
Dette à long terme <sup>(1)</sup>	18 208	980	1 787	2 684	12 757
Obligations au titre de contrats de location-acquisition	235	13	25	38	159
Contrats de location-exploitation <sup>(2)</sup>	403	28	56	66	253
Obligations d'achat	12 246	3 926	2 595	1 761	3 964
Autres passifs à long terme figurant au bilan	610	12	29	34	535
<b>Total des obligations contractuelles</b>	<b>33 523</b>	<b>6 780</b>	<b>4 492</b>	<b>4 583</b>	<b>17 668</b>

<sup>(1)</sup> Comprend les billets subordonnés de rang inférieur.

<sup>(2)</sup> Représente, déduction faite des encaissements de sous-location, les versements annuels futurs pour divers bureaux, services et matériel. Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2035. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement allant de un à dix ans.

Dans le contexte des CAE en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation et ces CAE ont été en partie sous-louées à des tiers à des modalités semblables. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans le tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quantité d'électricité achetée aux termes des CAE en 2008 a été payée 471 millions de dollars (440 millions de dollars en 2007; 499 millions de dollars en 2006).

Au 31 décembre 2008, les remboursements prévus de capital et les paiements d'intérêt liés aux montants à rembourser à TransCanada Corporation et à la dette à long terme et à la quote-part de la société de la dette à long terme des coentreprises sont indiqués ci-après :

<b>REMBOURSEMENTS DE CAPITAL</b>					
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)					
	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Montants à rembourser à TransCanada Corporation	1 821	1 821	–	–	–
Dette à long terme <sup>(1)</sup>	16 154	786	1 545	2 550	11 273
Billets subordonnés de rang inférieur	1 213	–	–	–	1 213
Dette à long terme des coentreprises	841	194	242	134	271
<b>Total des remboursements de capital</b>	<b>20 029</b>	<b>2 801</b>	<b>1 787</b>	<b>2 684</b>	<b>12 757</b>

<sup>(1)</sup> Comprend les billets subordonnés de rang inférieur.

<b>PAIEMENTS D'INTÉRÊTS</b>					
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)					
	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
Paiements d'intérêts sur les montants à rembourser à TransCanada Corporation	92	92	–	–	–
Paiements d'intérêts sur la dette à long terme	14 508	1 072	1 995	1 794	9 647
Paiements d'intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	662	78	156	156	272
Paiements d'intérêts sur la dette à long terme des coentreprises	328	61	76	56	135
<b>Total des paiements d'intérêts</b>	<b>15 590</b>	<b>1 303</b>	<b>2 227</b>	<b>2 006</b>	<b>10 054</b>

Au 31 décembre 2008, les obligations d'achat futures de la société s'établissent approximativement de la façon précisée ci-après :

<b>OBLIGATIONS D'ACHAT<sup>(1)</sup></b>					
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)					
	Total	Paiements en fonction de l'échéance			
		Moins de 1 an	De 1 à 3 ans	De 3 à 5 ans	Plus de 5 ans
<b>Pipelines</b>					
Transport par des tiers <sup>(2)</sup>	931	260	396	199	76
Dépenses en immobilisations <sup>(3)(4)</sup>	2 317	2 092	155	70	–
Divers	6	3	2	1	–
<b>Énergie</b>					
Achats de produits de base <sup>(5)</sup>	6 711	945	1 394	1 284	3 088
Dépenses en immobilisations <sup>(3)(6)</sup>	1 049	509	456	61	23
Divers <sup>(7)</sup>	1 133	88	151	124	770
<b>Siège social</b>					
Technologie de l'information et autres	99	29	41	22	7
<b>Total des obligations d'achat</b>	<b>12 246</b>	<b>3 926</b>	<b>2 595</b>	<b>1 761</b>	<b>3 964</b>

<sup>(1)</sup> Les montants dans ce tableau ne tiennent compte ni de la capitalisation des régimes de retraite, ni du financement de l'APG.

<sup>(2)</sup> Les taux sont fondés sur les niveaux connus pour 2009. Au-delà de 2009, les taux à vue sont sujets à changement. Les obligations contractuelles dans le tableau sont fondées exclusivement sur les volumes de la demande connus ou visés par des contrats et ne tiennent pas compte des charges liées aux produits de base en fonction des volumes de livraison.

<sup>(3)</sup> Les montants sont des estimations qui fluctuent selon le moment de la construction et les améliorations apportées au projet. La société prévoit financer les projets d'investissement au moyen des fonds provenant de l'exploitation et, s'il est nécessaire, au moyen de nouveaux titres de créance et de capitaux propres.

<sup>(4)</sup> Il s'agit essentiellement des dépenses en immobilisations liées à la part revenant à TCPL des coûts de construction de Keystone, du couloir centre-nord et d'autres projets pipeliniers.

<sup>(5)</sup> Les achats de produits de base comportent des éléments fixes et d'autres qui sont variables. Ces derniers sont des estimations qui fluctuent selon la production de la centrale, les prix du marché et les tarifs réglementés.

<sup>(6)</sup> Il s'agit essentiellement des dépenses en immobilisations liées à la part revenant à TCPL des coûts de construction de Coolidge, de Bruce Power, du reste des projets de Cartier énergie éolienne, de Halton Hills et de Portlands Energy.

<sup>(7)</sup> Comprend des estimations de certains montants sujets à changement en fonction des heures de fonctionnement de la centrale, de l'indice des prix à la consommation, des coûts réels d'entretien de la centrale, des salaires qui y sont versés et des modifications apportées aux tarifs réglementés pour le transport.

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

En 2009, TCPL s'attend à capitaliser ses régimes de retraite et ses autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi, respectivement dans une mesure d'environ 140 millions de dollars et de 27 millions de dollars. Ces montants représentent une augmentation totale de 90 millions de dollars par rapport à la capitalisation de 2008, une situation principalement attribuable au rendement bien inférieur des placements et à des antécédents du risque différents des attentes. En 2009, la quote-part de TCPL des contributions à la capitalisation attendues des coentreprises à l'égard de leurs propres régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi se situe respectivement à environ 37 millions de dollars et 4 millions de dollars, contre des contributions totales réelles de 42 millions de dollars en 2008.

La prochaine évaluation actuarielle des régimes de retraite et autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi de la société devrait être effectuée au 1<sup>er</sup> janvier 2010. Compte tenu surtout de la baisse marquée du rendement des actifs

du régime de retraite en 2008, il est prévu que la capitalisation requise pour ces régimes continue de se situer au même niveau prévu pour 2009 pendant encore plusieurs années de manière à amortir les déficits de solvabilité et à parer aux coûts habituels. Il est prévu que le coût net des avantages sociaux pour la société se maintiendra aux niveaux de 2008. Cependant, le coût net et le montant de la capitalisation dépendront de divers facteurs, notamment des rendements des placements futurs obtenus pour les actifs du régime, des taux d'intérêt, des modifications à la conception du régime et aux hypothèses actuarielles, des antécédents du risque réels pour le régime par rapport aux projections, ainsi que des modifications aux règlements et aux lois portant sur les régimes de retraite. Les accroissements requis du niveau de capitalisation du régime ne devraient pas avoir d'incidences importantes sur la situation de trésorerie de la société.

#### **Bruce Power**

Bruce A a pris des engagements envers des tiers fournisseurs dans le contexte de la remise à neuf et en service des réacteurs 1 et 2 ainsi que de la remise à neuf des réacteurs 3 et 4 pour en prolonger la durée de vie utile. La part de TCPL au titre de ces engagements, sur les trois exercices se terminant le 31 décembre 2011, s'établit comme suit :

*Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)*

2009	204
2010	49
2011	2
	255

#### **Aboriginal Pipeline Group**

Conformément à l'accord conclu avec l'APG, TCPL a convenu de financer ce dernier pour sa part d'un tiers des coûts de pré-conception du projet du GVM. Cumulativement, ces coûts sont actuellement évalués à un montant entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars, selon le rythme d'élaboration du projet. Au 31 décembre 2008, TCPL a avancé dans ce cadre un montant de 140 millions de dollars. Cette entente est décrite plus en détail sous la rubrique « Pipelines – Possibilités et faits nouveaux » du présent rapport de gestion.

#### **Éventualités**

En avril 2008, la Cour d'appel de l'Ontario a rejeté un appel présenté par la Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (« CAPLA »). La CAPLA avait présenté l'appel à la suite de la décision de la Cour supérieure de l'Ontario en novembre 2006 de rejeter le recours collectif de la CAPLA contre TCPL et Enbridge Inc. pour des dommages qui auraient été subis du fait de l'imposition d'une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres des canalisations, conformément à l'article 112 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La décision de la Cour d'appel de l'Ontario est exécutoire et sans appel puisque la CAPLA n'a pas présenté un autre appel pendant la période permise.

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2008, la société avait constaté des passifs de quelque 86 millions de dollars à l'égard de l'estimation qu'elle avait faite du montant qu'elle prévoit engager pour remettre certains lieux en état. Toutefois, de nouvelles évaluations et la poursuite des travaux de remise en état pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cours normal de leurs activités. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ou sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

#### **Garanties**

TCPL, Cameco Corporation et BPC ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement à des conventions de vente d'électricité, des permis d'exploitation, un contrat de location et des services contractuels. La durée des garanties varie de un an échéant en 2010 à perpétuité. En outre, TCPL et BPC ont garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'OEO et prévoyant la remise à neuf et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties ont été fournies dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005 et leurs durées se prolongent jusqu'en 2019. La part de TCPL du risque inhérent aux garanties de Bruce A et de Bruce B variait de 711 millions de dollars à un maximum de 750 millions de

dollars selon les évaluations faites le 31 décembre 2008. La juste valeur estimative de ces garanties est de 17 millions de dollars.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte des projets de construction, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2008, la part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 688 millions de dollars à un maximum de 1,4 milliard de dollars. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL au titre des garanties précitées supérieur à la part qui lui revient compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés. Au titre des montants reportés, un montant de 9 millions de dollars l'a été compte tenu de la juste valeur de ces garanties solidaires.

TCPL a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement, sous certaines conditions, du capital et de l'intérêt des titres de créance de 43 millions de dollars US de TransGas émis dans le public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de la convention d'actionnaires, TCPL et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires ne versaient pas leur apport. Tout paiement effectué par TCPL aux termes de cet accord serait converti en capital-actions de TransGas. Le risque éventuel pour la société dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TCPL. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

## **GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

### **RISQUES FINANCIERS ET INSTRUMENTS FINANCIERS**

#### **Aperçu de la gestion des risques**

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de liquidité. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour principal objectif de protéger le bénéfice, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les autres risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de la vérification interne. Le comité de vérification du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité de vérification est appuyé à ce titre par le personnel de vérification interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats. Le conseil d'administration compte également un comité de gouvernance d'entreprise qui l'aide à superviser les activités de gestion des risques de TCPL. Le comité de gouvernance d'entreprise surveille les programmes et politiques de gestion des risques de TCPL, il les passe en revue avec la direction et formule des recommandations régulièrement à ce sujet.

#### **Risque de marché**

La société aménage d'importants projets d'infrastructures ou y investit, achète et vend des produits de base, émet des titres de créance à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui influent sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa politique de gestion des risques en général afin de gérer le risque de marché qui découle de ces activités. Les contrats d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de marché sont généralement constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. TCPL a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer l'incidence de la volatilité des taux de change et des prix des produits de base.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

#### ***Risque lié au prix des produits de base***

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité, du gaz naturel et des produits pétroliers. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer le risque d'exploitation de son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel et des produits pétroliers requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même. Pour répondre à ses besoins en électricité, la société achète une grande partie de l'électricité requise pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité conformément à des contrats ou la produit elle-même, ce qui lui permet de réduire son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer le risque de prix auquel elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, et des instruments financiers dérivés.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes pourraient ne pas être représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

#### ***Risque lié au prix des stocks de gaz naturel***

Au 31 décembre 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 76 millions de dollars (190 millions de dollars en 2007) étaient inclus dans le poste Stocks. Les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant le 1<sup>er</sup> avril 2007. En 2008, la variation nette de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif représentait une perte non réalisée nette de 7 millions de dollars (néant en 2007), montant constaté en tant que diminution des produits et des stocks. En 2008, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel représentait un gain non réalisé net de 7 millions de dollars (10 millions de dollars en 2007), montant inclus dans les produits.

#### ***Risque de change et de taux d'intérêt***

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations des justes valeurs ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt sur le marché.

Une partie du résultat de TCPL provenant des activités des secteurs des pipelines et de l'énergie est générée principalement en dollars US et elle est ainsi assujettie aux variations des taux de change. La performance du dollar canadien comparativement au dollar US peut influencer sur le résultat de TCPL. L'incidence des variations des taux de change est atténuée par le fait que certains coûts liés à la dette et au financement sont libellés en dollar US et par les activités de couverture de la société. Compte tenu de l'envergure accrue de ses activités aux États-Unis, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est supérieur à ce qu'il était antérieurement.

TCPL gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations libellées dans cette devise ainsi que le risque de taux d'intérêt touchant l'exploitation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta et de Foothills en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance. Ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de la société est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de contrats à terme, de swaps de taux d'intérêt et d'options.

#### *Investissement net dans des établissements étrangers autonomes*

La société a recours à des titres de créance, à des contrats de change à terme, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 décembre 2008, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 7,2 milliards de dollars (5,9 milliards de dollars US) (4,3 milliards de dollars (4,4 milliards de dollars US) en 2007) et une juste valeur de 5,9 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US) (4,4 milliards de dollars (4,5 milliards de dollars US) en 2007). En janvier 2009, la société a émis des titres de créance à long terme pour un montant de 2,0 milliards de dollars US qu'elle a désignés comme couverture de l'investissement net en dollars US dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2008, un montant de 254 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme, des swaps et des options utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Actif (passif)	2008		2007	
	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
Aux 31 décembre (en millions de dollars)				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014)	(218)	1 650 US	77	350 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009)	(42)	2 152 US	(4)	150 US
Options sur dollars US (échéant en 2009)	6	300 US	3	600 US
	(254)	4 102 US	76	1 100 US

#### **Risque de crédit lié aux contreparties**

Le risque de crédit lié aux contreparties représente les pertes financières que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de crédit lié aux contreparties est géré par l'utilisation de techniques de gestion du crédit déterminées, y compris l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir et à surveiller la solvabilité d'une contrepartie, l'établissement des limites de risque, le contrôle des risques en regard de ces limites, l'établissement d'accords de compensation cadre et l'obtention de garanties financières lorsque les circonstances le justifient. En règle générale, ces assurances financières comprennent des garanties, des lettres de crédit et des montants au comptant. La société surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties. La société croit que ces mesures réduisent au minimum son risque de crédit lié aux contreparties, mais il n'y a aucune certitude que ces procédés la protégeront contre toutes les pertes.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers lui fournissent des marges de crédit confirmées et des facilités de dépôt au comptant ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer le risque lié aux contreparties insolubles.

Dans le contexte de la détérioration des marchés financiers mondiaux en 2008, TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties, notamment les établissements financiers. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à de telles contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

Certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et PNGTS ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions ordinaires et de 6,1 millions d'actions ordinaires de Calpine, représentant environ 85 % des réclamations convenues. En 2008, ces actions ont par la suite été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à des gains totaux de 279 millions de dollars avant les impôts. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NOVA Gas Transmission Limited et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils seront transmis aux expéditeurs de ces réseaux. Au 31 décembre 2008, les passifs réglementaires pour ces demandes s'élevaient à 22 millions de dollars.

### **Risque de liquidité**

Le risque de liquidité est le risque que TCPL ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. La société gère le risque de liquidité en s'assurant qu'elle dispose toujours des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour respecter ses engagements à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles, sans devoir subir des pertes inacceptables ni nuire à sa réputation.

La direction établit des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer ses besoins en financement. Un amalgame de facilités de crédit confirmées et de marges de crédit à vue ainsi que l'accès aux marchés financiers permettent de gérer ces besoins, ainsi qu'il est question sous les rubriques « Situation de trésorerie et sources de financement » et « Obligations contractuelles » du présent rapport de gestion.

### **Justes valeurs**

La juste valeur des instruments financiers comprise dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et les montants reportés se rapproche de leur valeur comptable, du fait de leur nature ou qu'ils échoient à court terme. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage sont utilisés. Le calcul des justes valeurs tient compte du risque de crédit.

La juste valeur peut également être calculée au moyen de techniques d'évaluation qui font référence aux données de marché observables ou aux cours du marché estimatifs. Ces techniques comprennent des comparaisons avec des instruments semblables en présence de prix du marché observables, des modèles d'établissement du prix des options et

d'autres techniques d'évaluation utilisées couramment par les intervenants sur le marché. Les justes valeurs déterminées à l'aide des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses au sujet du montant et du moment des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation estimatifs. Pour établir ces hypothèses, la société se fonde principalement sur des facteurs d'intrant facilement observables sur le marché, notamment les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de change ainsi que la volatilité des prix et des taux, le cas échéant.

La juste valeur de la dette à long terme de la société a été évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables et, lorsque ces renseignements ne sont pas disponibles, en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital aux taux d'intérêt estimatifs auxquels la société avait accès.

#### **Sommaire des instruments financiers autres que des dérivés**

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers autres que des dérivés s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008		2007	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actifs financiers<sup>(1)</sup></b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 300	1 300	504	504
Débiteurs et autres actifs <sup>(2)(3)</sup>	1 404	1 404	1 231	1 231
Montants exigibles de TransCanada Corporation	1 529	1 529	1 407	1 407
Actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	27	27	17	17
	<b>4 260</b>	<b>4 260</b>	3 159	3 159
<b>Passifs financiers<sup>(1)(3)</sup></b>				
Billets à payer	1 702	1 702	55	55
Créditeurs et montants reportés <sup>(4)</sup>	1 364	1 364	1 192	1 192
Intérêts courus	361	361	265	265
Montants à rembourser à TransCanada Corporation	1 821	1 821	1 879	1 879
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	17 367	16 152	13 908	15 334
Dette à long terme des coentreprises	1 076	1 052	903	937
Autres passifs à long terme des coentreprises <sup>(4)</sup>	–	–	60	60
	<b>23 691</b>	<b>22 452</b>	18 262	19 722

(1) Le bénéfice net consolidé en 2008 et en 2007 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des rajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 31 décembre 2008, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 257 millions de dollars (1 018 millions de dollars en 2007) dans les créditeurs et de 174 millions de dollars (230 millions de dollars en 2007) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme qui sont rajustés à la juste valeur.

(4) Au 31 décembre 2008, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 342 millions de dollars (1 174 millions de dollars en 2007) dans les créditeurs et de 22 millions de dollars (78 millions de dollars en 2007) dans les montants reportés.

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2008				
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Participation
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction</b>					
Justes valeurs <sup>(1)</sup>					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales					
Volumes <sup>(2)</sup>					
Achats	4 035	172	410	–	–
Ventes	5 491	162	252	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	1 016
En dollars US	–	–	–	479 US	1 575 US
En yen japonais (en milliards)	–	–	–	4,3 Y	–
Devises	–	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	24 \$	(23)\$	1 \$	(9)\$	(61)\$
Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	23 \$	(2)\$	1 \$	6 \$	13 \$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	2009	2009 - 2012	2009 - 2018
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(4)(5)</sup></b>					
Justes valeurs <sup>(1)</sup>					
Actifs	115 \$	– \$	– \$	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	– \$	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales					
Volumes <sup>(2)</sup>					
Achats	8 926	9	–	–	–
Ventes	13 113	–	–	–	–
En dollars CA	–	–	–	–	50
En dollars US	–	–	–	15 US	1 475 US
Devises	–	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	(56)\$	15 \$	– \$	– \$	(10)\$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	–	2009 - 2013	2009 - 2019

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en gigawatts-heure, en milliards de pieds cubes et en milliers de barils.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur l'électricité, le gaz naturel et les produits pétroliers sont inclus dans les produits. Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les charges

financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net au moment du règlement de l'instrument financier.

- (4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur dont la juste valeur est de 8 millions de dollars. En 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (5) En 2008, le bénéfice net comprenait des pertes de 6 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2008, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abondonnées.

Le moment prévu du règlement des contrats dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants après le 31 décembre 2008. Le montant réel des règlements variera en fonction de l'évolution de ces facteurs. Le moment prévu du règlement de ces contrats s'établit comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	2009	2010 et 2011	2012 et 2013	2014 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction	(30)	38	(46)	(14)	(8)
Instruments financiers dérivés utilisés dans des relations de couverture	(199)	(68)	(65)	(43)	(23)
	(229)	(30)	(111)	(57)	(31)

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2007			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Participation
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction</b>				
Justes valeurs <sup>(1)</sup>				
Actifs	55 \$	43 \$	11 \$	23 \$
Passifs	(44)\$	(19)\$	(79)\$	(18)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(2)</sup>				
Achats	3 774	47	–	–
Ventes	4 469	64	–	–
En dollars CA	–	–	–	615
En dollars US	–	–	484 US	550 US
En yen japonais (en milliards)	–	–	9,7 Y	–
Devises	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	16 \$	(10)\$	8 \$	(5)\$
(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	(8)\$	47 \$	39 \$	5 \$
Dates d'échéance	2008 - 2016	2008 - 2010	2008 - 2012	2008 - 2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(4)(5)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(1)</sup>				
Actifs	135 \$	19 \$	– \$	2 \$
Passifs	(104)\$	(7)\$	(62)\$	(16)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(2)</sup>				
Achats	7 362	28	–	–
Ventes	16 367	4	–	–
En dollars CA	–	–	–	150
En dollars US	–	–	113 US	875 US
Devises	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	(29)\$	18 \$	– \$	3 \$
Dates d'échéance	2008 - 2013	2008 - 2010	2008 - 2013	2008 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur l'électricité et le gaz naturel sont inclus dans les produits. Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net au moment du règlement de l'instrument financier.

(4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur dont la juste valeur est de 2 millions de dollars. En 2007, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

<sup>(5)</sup> En 2007, le bénéfice net comprenait des gains de 7 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2007, le bénéfice net comprenait une perte de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture lorsqu'il est devenu improbable que l'opération anticipée se produise avant la fin de la période spécifiée initialement.

### *Présentation des instruments financiers dérivés au bilan*

La juste valeur des instruments financiers dérivés présenté au bilan de la société s'établit comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
<b>Court terme</b>		
Autres actifs à court terme	<b>318</b>	160
Créditeurs	<b>(298)</b>	(144)
<b>Long terme</b>		
Autres actifs	<b>191</b>	204
Montants reportés	<b>(694)</b>	(205)

## **AUTRES RISQUES**

### *Projets d'aménagement et acquisitions*

TCPL demeure axée sur la croissance de son entreprise de pipelines et de son entreprise d'énergie par le truchement de projets d'aménagement entièrement nouveaux et d'acquisitions. TCPL capitalise les coûts engagés dans le cadre de certains projets d'aménagement au cours de la période précédant la construction lorsque les projets respectent certains critères spécifiques et qu'ils devraient être menés à bonne fin. Les coûts en capital se rapportant à un projet qui ne va pas de l'avant sont passés en charges au moment où le projet est abandonné. Pour ce qui est de l'acquisition par TCPL d'actifs et d'établissements, il y a un risque que certaines occasions commerciales et synergies opérationnelles ne se matérialisent pas selon les prévisions initiales et soient par la suite assujetties à une perte de valeur.

### *Gestion du risque lié aux questions de santé, de sécurité et d'environnement*

Les questions de santé, de sécurité et d'environnement (« SSE ») sont de première importance à l'égard de toutes les activités de TCPL, guidée en la matière par l'énoncé d'engagement en SSE de la société. L'énoncé d'engagement décrit les principes directeurs relativement à la santé et la sécurité des employés de TCPL, des entrepreneurs dont elle retient les services et du grand public, ainsi qu'à la protection de l'environnement. Tous les employés sont tenus responsables de leur performance en matière de SSE. La société s'est engagée à être un chef de file dans l'industrie en menant ses activités de manière à répondre à toutes les exigences prévues par les lois et règlements, même à aller au-delà de ces exigences, et de manière aussi à réduire au minimum les risques pour les personnes et pour l'environnement. Elle s'est également engagée à suivre l'évolution de sa performance en SSE et à l'améliorer, ainsi qu'à faire la promotion de la sécurité au travail et ailleurs, selon le principe que tous les accidents du travail et toutes les maladies professionnelles peuvent être évités. TCPL s'efforce de mener ses activités avec des sociétés et des entrepreneurs qui partagent son point de vue au sujet de la performance en SSE et de les inciter à améliorer la performance de tous. Elle s'est engagée à respecter les divers milieux et les différentes cultures avec lesquels elle est en contact dans le cadre de ses activités, et elle favorise une communication ouverte avec le public, les décideurs, les spécialistes et les groupes de défense de l'intérêt public, avec lesquels elle partage la responsabilité d'un monde où il fait bon vivre.

TCPL s'est engagée à assurer le respect de ses propres politiques et des exigences prévues au titre de la réglementation. Le comité de SSE du conseil d'administration de TCPL surveille le respect de la politique générale de la société en matière de SSE au moyen de rapports réguliers. Le système de gestion de SSE de TCPL se fonde sur la norme ISO 14001 sur les systèmes de gestion de l'environnement de l'Organisation internationale de normalisation (« ISO ») et il cible les ressources pour les secteurs qui présentent des risques importants en SSE dans le cadre des activités commerciales de la société. La direction obtient régulièrement de l'information au sujet de toutes les questions d'exploitation et de tous les projets importants en matière de SSE par le truchement de procédés en bonne et due forme de communication de l'information. Le système de gestion de SSE de TCPL et la performance à ce titre sont évalués par une société indépendante tous les trois ans. L'évaluation la plus récente a eu lieu en novembre 2006. Le

système de gestion de SSE est en outre assujetti à un examen interne continu pour en assurer l'efficacité ininterrompue alors que les circonstances évoluent.

En 2008, la performance des employés et des entrepreneurs en matière de santé et de sécurité a continué d'être hautement prioritaire. Les actifs de TCPL ont été exploités de façon très fiable, sans aucun incident ayant des répercussions importantes sur ses activités.

La sécurité et l'intégrité des pipelines de la société sont elles aussi hautement prioritaires. En 2009, la société prévoit engager environ 185 millions de dollars pour l'intégrité des pipelines qu'elle détient en propriété exclusive, ce qui est supérieur au montant dépensé en 2008 et rend principalement compte de l'essor des inspections de l'intérieur des canalisations de tous les réseaux. Conformément aux modèles approuvés au titre de la réglementation canadienne, les dépenses engagées pour assurer l'intégrité des pipelines réglementés par l'ONÉ et l'AUC sont comptabilisées selon la méthode d'imputation à l'exercice, et, par conséquent, elles n'influent pas sur le résultat de TCPL. À l'égard du réseau GTN, le recouvrement des dépenses est en outre prévu par le recours à un mécanisme intégré aux tarifs. Les pipelines ont continué d'être très sécuritaires en 2008 avec la rupture d'une seule canalisation de faible diamètre de TCPL, en un lieu isolé du centre-est de l'Alberta. L'incidence de cette rupture a été minime, sans causer de blessures corporelles ni de dommages matériels. Les dépenses liées à la sécurité publique à l'égard des actifs de l'entreprise d'énergie sont surtout concentrées sur les barrages hydroélectriques de la société et le matériel associé. Elles sont comparables à celles des exercices antérieurs.

### Environnement

Les installations de TCPL sont assujetties à un ensemble de lois et règlements fédéraux, provinciaux, étatiques et locaux qui comportent notamment des obligations de conformité et de restauration. Les obligations de conformité peuvent être à l'origine de coûts importants, découlant de l'installation et de l'entretien de dispositifs de contrôle de la pollution, ainsi que d'amendes et de pénalités imposées pour défaut de conformité, et pourraient limiter les activités. Les obligations de restauration peuvent entraîner des coûts importants associés aux études et travaux de restauration menés à l'égard de propriétés contaminées (dont certaines ont été classées dans la catégorie des sites Superfund par l'Agence de protection environnementale des États-Unis en vertu de la loi intitulée *Comprehensive Environmental Response, Compensation and Liability Act*), ainsi qu'à des demandes d'indemnisation pour contamination de propriétés ou incidences sur les ressources naturelles. La société n'est pas en mesure d'évaluer avec précision ni le montant ni le moment de toutes les dépenses futures liées aux questions d'environnement pour les raisons suivantes :

- incertitudes quant aux coûts estimatifs de contrôle de la pollution et de nettoyage, notamment pour les emplacements où seules des études préliminaires ont été effectuées ou des ententes provisoires conclues;
- possibilité de découverte de nouveaux emplacements ou de renseignements supplémentaires à l'égard d'emplacements connus;
- incertitude quant à la quantification de la responsabilité en vertu des lois sur l'environnement qui imposent une responsabilité solidaire de toutes les parties pouvant être responsables;
- évolution de la nature des lois et règlements sur l'environnement, notamment quant à leur interprétation et à leur application;
- possibilités de litiges à l'égard d'actifs existants ou abandonnés.

De façon générale, les risques liés à l'environnement pour les installations exploitées par TCPL comprennent les émissions atmosphériques, comme celles d'oxydes d'azote, les substances particulières et les gaz à effet de serre, les incidences possibles sur les terres, y compris la remise en état ou la restauration des terrains à la suite de travaux de construction, l'utilisation, le stockage ou le rejet de produits chimiques ou d'hydrocarbures, la production, la manutention et l'élimination de déchets, dangereux ou non, ainsi que les incidences sur l'eau, comme leur évacuation non contrôlée. Des contrôles environnementaux, notamment au niveau de la conception physique, des programmes, des marches à suivre et des processus, sont en place pour gérer ces risques de façon efficace. TCPL dispose de programmes d'inspection en continu qui sont conçus pour que toutes ses installations respectent les exigences imposées en matière d'environnement et la société a la conviction que ses réseaux respectent à tous égards importants les exigences qui s'appliquent.

En 2008, TCPL a mené des évaluations de risques pour l'environnement et effectué des travaux de restauration qui ont coûté en tout quelque 7 millions de dollars pour ses installations au Canada et 6 millions de dollars US pour celles en

sol américain. TCPL a en outre effectué divers travaux de mise hors service, remise en état et restauration en 2008 qui ont coûté environ 7 millions de dollars. Au 31 décembre 2008, TCPL avait constaté des passifs de quelque 86 millions de dollars à l'égard des obligations de conformité et de restauration. La société est d'avis qu'elle a tenu compte de toutes les éventualités pertinentes et qu'elle a établi des réserves appropriées pour les responsabilités en matière d'environnement, mais il subsiste un risque que des questions qui n'avaient pas été envisagées fassent surface et exigent de la société qu'elle mette de côté des montants supplémentaires.

TCPL n'est au courant d'aucune ordonnance ou demande importante ni d'aucune poursuite contre la société en ce qui a trait à des rejets dans l'environnement ou au titre de la protection de l'environnement.

La politique nord-américaine en matière de changements climatiques continue d'évoluer aux niveaux régional et national. Même si ce qui se passe sur la scène politique et économique peut avoir des incidences importantes sur la portée de nouvelles mesures et sur le calendrier de leur mise en place, TCPL prévoit que, pour la plupart, les installations de la société au Canada et aux États-Unis seront visées par les futurs règlements régionaux et (ou) fédéraux sur les changements climatiques en vue de la gestion des émissions industrielles de gaz à effet de serre (« GES »).

En 2008, la société détenait des actifs dans trois régions touchées par une politique sur les changements climatiques dont les dispositions relatives aux émissions industrielles. En Alberta, le règlement intitulé *Specified Gas Emitters Regulation* est entré en vigueur en 2007 et exige des installations industrielles qu'elles réduisent de 12 % l'intensité des émissions de GES. Les pipelines et centrales de TCPL en Alberta sont assujettis à ce règlement, au même titre que les centrales au charbon de Sundance et de Sheerness, avec lesquelles elle a conclu des ententes commerciales. Le coût total de conformité à l'égard des installations albertaines de la société pour la période de juillet 2007 à décembre 2007 s'est élevé à environ 12 millions de dollars. Des coûts estimatifs de quelque 28 millions de dollars sont prévus pour 2008 et leur montant définitif sera connu au moment de la présentation des rapports de conformité en mars 2009. Les coûts de conformité pour le réseau de l'Alberta sont recouverts par la voie des droits versés par les clients. Les coûts de conformité pour les centrales à part entière de la société et celles dans lesquelles elle détient une participation en Alberta sont en partie recouverts aux termes des contrats conclus et compte tenu de l'incidence de l'accroissement des frais d'exploitation sur les prix de l'électricité sur le marché albertain.

Au Québec, la redevance sur les hydrocarbures est perçue par le distributeur de gaz naturel au nom du gouvernement de la province par le truchement de charges contributives au fonds vert imposées sur le gaz consommé. En 2008, le coût associé à la redevance sur les hydrocarbures pour l'installation de Bécancour a été inférieur à 1 million de dollars compte tenu de l'entente intervenue entre TCPL et Hydro-Québec d'interrompre temporairement la production d'électricité de la centrale. Il est prévu que le coût augmente alors que la centrale sera remise en service en 2010.

En Colombie-Britannique, une taxe sur le carbone est entrée en vigueur au milieu de 2008 et s'applique aux émissions de dioxyde de carbone (« CO<sub>2</sub> ») associées à la consommation de combustibles fossiles. Les coûts de conformité pour la consommation de combustibles fossiles aux stations de compression et de comptage de la société en Colombie-Britannique sont recouverts à même les droits payés par les clients. Les coûts liés à la taxe sur le carbone en 2008 ont été de 1 million de dollars. Ils devraient augmenter au cours des quatre prochaines années puisque la taxe imposée par tonne de CO<sub>2</sub> augmente de 5 \$ la tonne par année à partir du taux initial de 10 \$ la tonne.

TCPL détient des actifs en Ontario et au Manitoba, deux provinces dont le gouvernement a rendu publiques des stratégies dans le domaine des changements climatiques qui auront des incidences sur les émissions de GES de sources industrielles. Les détails de ces programmes et leur degré de parallélisme par rapport aux politiques du gouvernement canadien demeurent flous.

Le gouvernement du Canada s'est dit intéressé par le développement d'un système de plafond et d'échange à l'échelle nord-américaine pour les émissions de GES. En avril 2007, le gouvernement canadien a rendu public le Cadre réglementaire sur les émissions atmosphériques. Ce document présente les objectifs à court, à moyen et à long termes de gestion des émissions de GES et des émissions atmosphériques polluantes au Canada. TCPL s'attend qu'un certain nombre de ses installations soient touchées par le règlement fédéral à venir sur les changements climatiques, qui sera adopté en vue de répondre aux objectifs visés par le cadre réglementaire. Nul ne sait à l'heure actuelle si les incidences de ce règlement à venir seront importantes puisque son ébauche n'a pas encore été rendue publique. La façon dont le cadre réglementaire s'intégrera au système de plafond et d'échange nord-américain est incertaine, comme le sont les exigences qui seront imposées aux émetteurs industriels.

Les changements climatiques constituent une question stratégique pour le nouveau gouvernement aux États-Unis où il est prévu qu'une politique fédérale visant à gérer les émissions de GES de sources domestiques devienne prioritaire. Sept États de l'Ouest américain et quatre provinces canadiennes se sont concentrés sur la mise en œuvre d'un programme de plafond et d'échange dans le cadre de la Western Climate Initiative (« WCI »). Les États du Nord-Est des États-Unis membres de la Regional Greenhouse Gas Initiative (« RGGI ») ont pour leur part mis en œuvre un programme de plafond et d'échange de CO<sub>2</sub> visant les producteurs d'électricité avec comme date d'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Les signataires de l'entente sur la réduction des gaz à effet de serre du Midwest, soit six États et une province, élaborent une stratégie régionale en vue de la réduction des émissions de GES par les membres, laquelle comprendra un mécanisme de plafond et d'échange regroupant plusieurs secteurs d'activité.

La société prévoit qu'un certain nombre de ses installations seront touchées par ces initiatives législatives. Aux termes de la RGGI, la centrale de Ravenswood et les installations d'OSP devront constituer des provisions d'ici le 31 décembre 2011. Il est prévu que les coûts seront recouverts auprès du marché et que l'incidence nette sur TCPL sera minime. Il est fort probable que les actifs de la société dans les régions visées par la WCI et l'entente de réduction des gaz à effet de serre du Midwest, au même titre que ceux en Californie, seront visés par les mesures de réduction des GES mises en place, mais le niveau d'incidence est incertain puisque les détails clés de la politique demeurent à venir.

TCPL surveille la situation à l'égard de la politique sur les changements climatiques et, au besoin, prend part aux discussions à ce sujet dans les territoires de compétence où la société est présente. En outre, la société va de l'avant avec ses programmes de gestion des émissions de GES pour ses installations et elle évalue de nouveaux procédés ainsi que de nouvelles technologies en vue d'une plus grande efficacité à cet égard et d'une diminution des taux d'émission.

## CONTRÔLES ET PROCÉDURES

### *Évaluation des contrôles et des procédures de communication de l'information*

Les contrôles et les procédures de communication de l'information sont conçus de manière à fournir l'assurance raisonnable que l'information devant figurer dans les rapports déposés auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières, ou qui leur sont soumis, est enregistrée, traitée, résumée et présentée dans les délais impartis en vertu des lois sur les valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis. Cette information est regroupée et communiquée à la direction, notamment au président et chef de la direction et au chef des finances, afin de pouvoir prendre des décisions en temps opportun au sujet de sa présentation.

Au 31 décembre 2008, sous la supervision et avec la participation de la direction, y compris le président et chef de la direction et le chef des finances, il y a eu évaluation de l'efficacité des contrôles et des procédures de communication de l'information de TCPL dans le contexte des règles adoptées par les organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada et par la SEC. Cette évaluation a permis au président et chef de la direction ainsi qu'au chef des finances de conclure que la conception et le fonctionnement des contrôles et procédures de communication de l'information de TCPL étaient efficaces au 31 décembre 2008.

### *Rapport annuel de la direction sur les contrôles internes à l'égard de l'information financière*

Les contrôles internes à l'égard de l'information financière constituent un mécanisme, conçu par la haute direction ou dont elle supervise l'exécution par le conseil d'administration, la direction et les autres membres du personnel, qui fournit une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers consolidés pour communication externe selon les PCGR du Canada, notamment après rapprochement avec les PCGR des États-Unis.

Il incombe à la direction de définir et de maintenir en place des contrôles internes appropriés à l'égard de l'information financière. Peu importe leur qualité de conception, les contrôles internes à l'égard de l'information financière présentent des restrictions qui leur sont inhérentes et ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en matière de préparation et de présentation fidèle des états financiers publiés. Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction et du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes à l'égard de l'information financière en fonction du cadre de contrôle interne selon le cadre de référence du Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission. La société a acquis Ravenswood en août 2008 et a commencé à en consolider les activités avec les siennes à ce moment. La direction a exclu cette entreprise de son évaluation de l'efficacité des contrôles internes de la société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2008. Le bénéfice net attribuable à cette entreprise représentait moins de 1 % du bénéfice net consolidé de la société pour l'exercice

terminé le 31 décembre 2008 et au total, l'ensemble de ses actifs représentait environ 9 % du total des actifs consolidés de la société au 31 décembre 2008.

À la suite de son évaluation, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2008 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable quant à la fiabilité de l'information financière et à la préparation des états financiers pour la communication externe de l'information financière.

En 2008, il ne s'est produit aucun changement dans les contrôles internes de TCPL, à l'égard de la communication de l'information financière, qui a eu ou dont il est raisonnable de penser qu'il aura une incidence importante sur les contrôles internes à l'égard de la communication de l'information financière de TCPL.

#### ***Attestations du chef de la direction et du chef des finances***

Le président et chef de la direction et le chef des finances de TCPL ont remis à la SEC et aux organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada des attestations sur la qualité de l'information présentée par TCPL dans les rapports de l'exercice 2008 déposés auprès de la SEC et des organismes de réglementation des valeurs mobilières au Canada.

### **PRINCIPALES CONVENTIONS COMPTABLES ET ESTIMATIONS COMPTABLES D'IMPORTANCE CRITIQUE**

Pour dresser les états financiers conformément aux PCGR du Canada, TCPL doit faire des estimations et établir des hypothèses qui influent sur le montant des actifs, des passifs, des produits et des charges comptabilisés et sur le moment de leur constatation. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir ces estimations et hypothèses. La société croit que les conventions et les estimations comptables qui suivent exigent qu'elle ait recours à des hypothèses au sujet de questions très incertaines et toute modification de ces estimations pourrait avoir une incidence importante sur l'information financière de la société.

#### ***Comptabilité des activités réglementées***

La société comptabilise les incidences de la réglementation des tarifs selon les PCGR. L'application de ces principes comptables exige le respect de trois critères :

- les tarifs pour les services ou les activités réglementés doivent être soumis à l'approbation d'un organisme de réglementation;
- les tarifs réglementés doivent être conçus de façon à permettre de recouvrer les coûts de la prestation des services ou des produits;
- il faut pouvoir présumer avec un degré de certitude raisonnable que des tarifs établis à des niveaux permettant de recouvrer les coûts peuvent être imputés aux clients et être récupérés de ces derniers à la lumière de la demande de services et produits et de la concurrence directe et indirecte.

La direction de la société estime que ces trois critères ont été respectés pour chacun des gazoducs réglementés dont les opérations sont comptabilisées selon les principes comptables établis pour les activités réglementées. L'incidence la plus importante de l'application de ces principes comptables tient à ce que le moment de la constatation de certains produits et charges pour les entreprises réglementées peut différer de celui auquel on pourrait s'attendre selon les PCGR pour rendre compte adéquatement de l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits de la société.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009, la comptabilisation des impôts futurs constatés pour les activités réglementées sera modifiée, ainsi qu'il est commenté sous la rubrique « Modifications comptables » du présent rapport de gestion.

#### ***Instruments financiers et couvertures***

##### ***Instruments financiers***

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel* de l'ICCA à l'égard du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». Le 31 décembre 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel* de l'ICCA à l'égard du chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir », du chapitre 3863 intitulé « Instruments financiers – présentation » et du chapitre 1535 intitulé « Informations à fournir concernant le capital ». Les rajustements des états financiers consolidés de 2007 ont été faits prospectivement.

Le *Manuel* de l'ICCA exige que tous les instruments financiers soient initialement constatés au bilan à leur juste valeur. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés. Les actifs financiers sont répartis dans les catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance et prêts et créances. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers. La société ne détient pas de placements détenus jusqu'à leur échéance.

Les instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction portant sur les produits de base sont initialement constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les variations de la juste valeur des instruments détenus à des fins de transaction portant sur le taux de change et les taux d'intérêt sont incluses respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits.

La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Les comptes clients, les prêts et les autres créances assortis de paiements fixes ou déterminés qui ne sont pas soumis au cours d'un marché actif sont classés dans les « prêts et créances » et ils sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute perte de valeur. Les autres passifs financiers sont les passifs financiers qui ne sont pas classés comme passifs détenus à des fins de transaction. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés relativement aux risques liés au réseau principal au Canada, au réseau de l'Alberta et à Foothills est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments financiers comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs sont reportés dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

### **Couvertures**

Le *Manuel* de l'ICCA précise les critères à respecter pour utiliser la comptabilité de couverture et comptabiliser chacune des stratégies de couverture permises, notamment : couvertures de la juste valeur, couvertures des flux de trésorerie, et couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans un établissement étranger autonome. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments de couverture ou les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils sont vendus, prennent fin, sont annulés ou exercés.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert. Les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net.

Dans le cas d'une relation de couverture des flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement sortis des autres éléments du résultat étendu et reclassés au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il est déterminé que l'opération couverte prévue ne se produira pas.

La société conclut en outre des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur pour ses activités à tarif réglementé. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouverts par le truchement des droits imputés par la société. Par conséquent, ils sont reportés à titre d'actifs ou de

passifs soumis à la réglementation des tarifs au nom des contribuables. Lorsque les couvertures sont réglées, les gains ou les pertes réalisés sont perçus auprès des contribuables ou leur sont remboursés au cours d'exercices subséquents.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit l'investissement dans un établissement étranger.

La juste valeur des instruments financiers et des couvertures est principalement fondée sur les valeurs du marché, rajustée pour tenir compte du risque de crédit, qui peut fluctuer beaucoup d'une période à une autre. Ces variations de la juste valeur peuvent faire fluctuer le bénéfice net du fait de leur constatation dans les résultats. Les risques liés aux fluctuations du résultat et des flux de trésorerie à l'égard des instruments financiers et des couvertures sont décrits plus en détail sous la rubrique « Gestion des risques et instruments financiers » du présent rapport de gestion.

### ***Dotation aux amortissements***

Les immobilisations corporelles de TCPL sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile estimative. Les pipelines et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 1 % et 25 %. Les postes de comptage et les autres immobilisations sont amortis à des taux divers. Le grand équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel de l'entreprise d'énergie sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 10 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont initialement comptabilisés à la valeur actualisée des loyers minimums au moment de l'entrée en vigueur du contrat et ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

La dotation aux amortissements s'est établie à 1 189 millions de dollars en 2008 (1 179 millions de dollars en 2007) et elle est constatée dans les résultats de l'entreprise de pipelines et de l'entreprise d'énergie. Pour l'entreprise de pipelines, les taux d'amortissement sont approuvés, le cas échéant, par les organismes de réglementation, et les charges d'amortissement sont recouvrées en fonction du coût des services ou des produits proposés. Si les organismes de réglementation autorisent le recouvrement par le truchement de la tarification, toute révision des estimations de la durée de vie utile des immobilisations corporelles de l'entreprise de pipelines n'aurait aucune incidence importante sur le bénéfice net de TCPL, mais elle aurait une incidence directe sur les fonds provenant de l'exploitation.

### ***Perte de valeur des actifs immobilisés et de l'écart d'acquisition***

La société passe en revue ses actifs immobilisés, notamment ses immobilisations et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

L'écart d'acquisition pour les secteurs des pipelines et de l'énergie est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une perte de la valeur d'un actif. Une évaluation initiale est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités d'exploitation. Si cette juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée à la première étape de l'évaluation. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à cette juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée.

Ces évaluations sont fondées sur les prévisions faites par la direction des flux de trésorerie futurs et, par conséquent, elles exigent le recours à des estimations et à des hypothèses au sujet des facteurs suivants :

- taux d'actualisation;
- prix des produits de base;

- hypothèses au sujet de l'offre et de la demande sur le marché;
- occasions de croissance;
- niveaux de production;
- concurrence livrée par d'autres sociétés;
- modifications d'ordre réglementaire.

Les changements importants relativement à ces hypothèses pourraient influencer sur le besoin pour la société de constater une charge au titre de la perte de valeur.

## MODIFICATIONS COMPTABLES

### MODIFICATIONS COMPTABLES FUTURES

#### *Établissements à tarifs réglementés*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel* de l'ICCA à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permet la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéfices » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme comptable (« FAS ») 71 du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation ». Par conséquent, TCPL continuera d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société devra constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt que d'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilisera un rajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. Si la société avait adopté la FAS 71 au 31 décembre 2008, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1 434 millions de dollars auraient été inscrits, et ils auraient pu être recouverts à même les produits futurs. Ces changements seront appliqués rétroactivement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009, sans retraitement des chiffres antérieurs.

#### *Actifs incorporels*

Pour les exercices ouverts le ou après le 1<sup>er</sup> octobre 2008, le *Manuel* de l'ICCA a adopté des révisions aux normes visant les actifs incorporels. Ces révisions ont pour objet de faire en sorte que la définition d'actif incorporel dans les PCGR du Canada concorde avec celle des International Financial Reporting Standards (« IFRS ») et des PCGR des États-Unis. Le chapitre 1000 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Fondements conceptuels des états financiers » a été révisé de façon à supprimer le libellé qui permettait de constater les actifs qui ne respecteraient pas autrement la définition d'actif et à ajouter les recommandations du Conseil national des normes comptables internationales (« CNCI ») « Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements » pour faciliter la distinction entre les actifs et les charges. Le chapitre 3064 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Écart d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 intitulé « Écart d'acquisition et autres actifs incorporels », renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels développés à l'interne. En outre, le chapitre 3450 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Frais de recherche et de développement » sera retiré du *Manuel*. La société ne prévoit pas que ces modifications auront une incidence importante sur ses états financiers.

#### *Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle*

Le chapitre 1582 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Regroupement d'entreprises » s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger le recours supplémentaire à l'évaluation de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs et la présentation accrue d'informations. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 seront également tenues d'adopter le chapitre 1601 intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 intitulé « Participations sans contrôle ». Ces normes exigeront la modification de l'évaluation de la participation sans contrôle et la présentation de cette modification en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclura 100 % des résultats de la filiale et présentera la ventilation entre la participation avec contrôle et la participation sans contrôle. Ces normes entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2011, mais leur adoption anticipée est

permise. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 seront appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 seront appliqués rétrospectivement.

### **Normes internationales d'information financière**

Le Conseil des normes comptables l'ICCA a annoncé qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2011, les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS établies par l'IASB. En juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont proposé que les entreprises canadiennes qui sont inscrites à la SEC, telles que TCPL, pourraient se prévaloir de l'option de préparer leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis plutôt que conformément aux IFRS. En novembre 2008, la SEC a publié pour commentaires une recommandation que les émetteurs aux États-Unis soient tenus d'adopter les IFRS progressivement en fonction de la capitalisation boursière à compter de 2014.

TCPL étudie actuellement l'incidence de la conversion aux IFRS ou aux PCGR des États-Unis sur ses systèmes comptables et ses états financiers. La planification du projet de conversion de TCPL prévoit l'analyse de la structure du projet, de la gouvernance, des ressources et de la formation, l'analyse des principales différences avec les PCGR ainsi qu'une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables actuelles et leur mise en oeuvre. L'état actuel des principaux éléments du projet de conversion de TCPL se présente comme suit :

#### Structure du projet et gouvernance

Un comité directeur et un comité de mise en application ont été créés pour orienter le projet de conversion et pour contribuer à l'élaboration de recommandations au sujet des conventions comptables. Il existe également des comités multidisciplinaires qui regroupent des représentants des secteurs suivants : comptabilité, technologie de l'information, trésorerie, relations avec les investisseurs, ressources humaines et exploitation. La direction informe le comité de vérification de l'évolution du projet à chaque trimestre ou plus fréquemment au besoin.

#### Ressources et formation

L'équipe chargée du projet de conversion de TCPL a été mise sur pied et elle appuiera les travaux de conversion. Elle sera responsable du leadership du projet, de la formation, de la détermination des enjeux, de la recherche technique, des recommandations en matière de politique, de la direction des groupes de travail et du soutien à la mise en oeuvre.

Le plan de formation aux IFRS de TCPL a été élaboré et mis en oeuvre en 2008. La première étape de la formation est terminée. Elle comprenait des séances de sensibilisation aux IFRS ainsi qu'un cours d'immersion exhaustif. Les phases subséquentes du projet engloberont des séances de formation portant sur les aspects plus techniques et la mise en application au sujet des conventions, procédures et procédés comptables. Tout au long du projet, des séances de formation aux IFRS seront offertes régulièrement pour assurer que tout le personnel de TCPL est informé des faits nouveaux relativement aux IFRS.

#### Analyses des différences importantes relativement aux PCGR

L'équipe de projet évalue actuellement les différences entre les PCGR du Canada et les IFRS. Le projet de conversion de TCPL est réalisé à l'aide de méthodes axées sur les risques et mettant l'accent sur les différences importantes entre les PCGR du Canada et les IFRS. Un diagnostic de haut niveau effectué en 2008 a permis de définir les différences importantes et évaluer chaque option selon son importance pour TCPL. La complexité technique sur le plan comptable, les diverses options en matière de politiques, l'estimation des ressources nécessaires pour la conversion et l'incidence sur les systèmes sont des éléments qui ont été considérés dans le cadre de cette évaluation. Les différences entre les PCGR du Canada et les PCGR des États-Unis ont déjà été cernées dans le rapprochement avec les PCGR des États-Unis effectué par la société. Les différences les plus marquantes pour l'option de conversion aux IFRS ou aux PCGR des États-Unis, s'établissent comme suit :

#### **IFRS**

La conversion aux IFRS aurait, pour TCPL, une incidence marquée sur les activités assujetties à la réglementation des tarifs, les immobilisations, les avantages sociaux, les impôts sur les bénéfices, la présentation d'information dans les états financiers et l'adoption initiale des IFRS conformément à l'IFRS 1 « Première adoption des IFRS ».

Les groupes de travail dans le cadre du projet effectuent actuellement une analyse détaillée des différences importantes repérées jusqu'à maintenant et ils évaluent les répercussions possibles sur la présentation de l'information financière, les systèmes d'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière de TCPL. Les différences moins importantes seront évaluées en 2009. Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques aux entreprises à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les discussions

en cours et les faits nouveaux au sein de l'IASB au sujet de recommandations éventuelles qui pourraient préciser la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. L'IASB devrait communiquer, en 2009, un projet de norme pour les entreprises à tarifs réglementés.

L'IASB procède à la modification de plusieurs normes des IFRS. Les modifications aux normes en vigueur devraient se poursuivre jusqu'au délai de transition, soit le 1<sup>er</sup> janvier 2011. TCPL surveille de près le calendrier des projets de l'IASB et la société tient compte de tous les changements proposés, le cas échéant, dans son évaluation des différences entre les IFRS et les PCGR du Canada.

À l'étape actuelle du projet, TCPL ne peut déterminer, au prix d'un effort raisonnable, l'incidence détaillée de l'adoption des IFRS sur sa situation financière et ses résultats futurs. De plus, toute nouvelle recommandation particulière relativement aux méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs aux termes des IFRS pourrait influencer de façon marquée sur l'envergure et l'incidence sur les résultats financiers de TCPL.

#### **PCGR des États-Unis**

En tant que société inscrite à la SEC, TCPL est actuellement tenue de préparer et de déposer un rapprochement des PCGR du Canada avec les PCGR des États-Unis. Au nombre des différences, définies dans ce rapprochement, qui ont la plus grande incidence sur TCPL, notons l'évaluation des stocks de gaz naturel exclusif, l'évaluation du déficit ou de l'excédent des régimes de retraite à prestations déterminées ainsi que la constatation des passifs d'impôts reportés relativement à l'entreprise à tarifs réglementés de TCPL. Ainsi qu'il a été mentionné précédemment, la différence aux termes des PCGR des États-Unis relativement aux passifs d'impôts reportés pour les entreprises à tarifs réglementés de TCPL sera supprimée en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009.

#### **PRINCIPALES DONNÉES FINANCIÈRES CONSOLIDÉES TRIMESTRIELLES<sup>(1)</sup>**

(non vérifié)

2008

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

Quatrième Troisième Deuxième Premier

Produits	2 332	2 137	2 017	2 133
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	274	383	318	445
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,47 \$	0,70 \$	0,60 \$	0,84 \$

(non vérifié)

2007

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

Quatrième Troisième Deuxième Premier

Produits	2 189	2 187	2 208	2 244
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	373	320	254	263
Données sur les actions				
Bénéfice net par action ordinaire – de base et dilué	0,71 \$	0,61 \$	0,49 \$	0,52 \$

<sup>(1)</sup> Les principales données financières trimestrielles consolidées ont été établies selon les PCGR du Canada.

#### **Facteurs influant sur l'information financière trimestrielle**

Pour l'entreprise de pipelines, qui est principalement constituée de participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées, les produits ainsi que le résultat net annuels fluctuent à long terme en fonction des décisions des organismes de réglementation et des règlements négociés avec les expéditeurs. En règle générale, les produits et le résultat net sont relativement stables d'un trimestre à l'autre au cours d'un même exercice et les fluctuations découlent de rajustements constatés par suite de décisions des organismes de réglementation et de règlements négociés avec les expéditeurs, de fluctuations saisonnières du débit à court terme des pipelines aux États-Unis ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Dans le secteur de l'énergie, principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et dans des installations de stockage de gaz naturel non réglementées, les produits et le résultat net fluctuent d'un trimestre à l'autre en raison des conditions climatiques, de la demande des consommateurs, des prix du marché, des

arrêts d'exploitation prévus et imprévus, ainsi que d'acquisitions, de désinvestissements et d'éléments hors du cours normal de l'exploitation.

Suivent les éléments notables ayant influé sur le résultat net par trimestre en 2008 et en 2007.

- Le résultat net de l'entreprise d'énergie au **quatrième trimestre de 2008** comprenait en outre des gains non réalisés nets de 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Les charges nettes du secteur du siège social comprenaient des pertes non réalisées nettes de 39 millions de dollars après les impôts (57 millions de dollars avant les impôts) au titre de la variation de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié à l'accroissement des taux d'intérêt, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture.
- Le résultat net de l'entreprise d'énergie du **troisième trimestre de 2008** comprenait les contributions résultant de l'acquisition de Ravenswood le 26 août 2008. Le résultat net du secteur du siège social comprenait des rajustements favorables d'impôts sur le bénéfice de 26 millions de dollars découlant d'une restructuration interne et de la réalisation de pertes.
- Le résultat net de l'entreprise d'énergie au **deuxième trimestre de 2008** comprenait des gains non réalisés nets de 8 millions de dollars après les impôts (12 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, les produits et le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest se sont accrus en raison de la hausse des prix réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché en Alberta.
- Le résultat net de l'entreprise de pipelines du **premier trimestre de 2008** comprenait des règlements de 152 millions de dollars après les impôts (240 millions de dollars avant les impôts) reçus par GTN et Portland dans le cadre de la faillite de Calpine et un produit de 10 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) en règlement d'une action en justice. Le résultat net de l'entreprise d'énergie comprenait la radiation de 27 millions de dollars après les impôts (41 millions de dollars avant les impôts) des coûts liés à Broadwater et des pertes non réalisées nettes de 12 millions de dollars après les impôts (17 millions de dollars avant les impôts) découlant de variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Au **quatrième trimestre de 2007**, le résultat net comprenait un montant de 56 millions de dollars (30 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 26 millions de dollars pour le siège social) lié à des rajustements favorables d'impôts découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux prévus au Canada ainsi que d'autres modifications législatives, en plus de comprendre un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) à la vente de terrains auparavant détenus à des fins d'aménagement. Le résultat net du secteur des pipelines a progressé en raison de la constatation d'un résultat supplémentaire lié au règlement du dossier tarifaire pour le réseau de GTN, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2007. Le résultat net du secteur de l'énergie comprenait des gains non réalisés net de 10 millions de dollars après les impôts (15 millions de dollars avant les impôts) découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel.
- Le résultat net du **troisième trimestre de 2007** comprend des redressements d'impôts favorables et des intérêts créditeurs connexes de 15 millions de dollars s'appliquant à des exercices antérieurs.
- Au **deuxième trimestre de 2007**, le résultat net comprend un montant de 16 millions de dollars (4 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 12 millions de dollars pour le siège social) lié à des rajustements favorables d'impôts découlant de réductions des taux d'imposition fédéraux prévus au Canada. Le résultat net de l'entreprise de pipelines s'est accru en raison du règlement conclu au sujet du réseau principal au Canada, que l'ONÉ a approuvé en mai 2007.
- Le résultat net du **premier trimestre de 2007** comprend des rajustements d'impôts positifs de 15 millions de dollars. De plus, le résultat net de l'entreprise de pipelines comprend la contribution découlant de l'acquisition d'ANR et de participations supplémentaires dans Great Lakes depuis le 22 février 2007. Le résultat net de l'entreprise d'énergie comprend le résultat des installations de gaz naturel d'Edson, entrées en exploitation le 31 décembre 2006.

## POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS DU QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2008

<b>RÉSULTATS D'EXPLOITATION CONSOLIDÉS</b>		
<b>Rapprochement du résultat comparable et du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>		
<i>(non vérifié)</i>		
<i>(en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
<b>Pipelines</b>	<b>210</b>	202
<b>Énergie</b>		
Résultat comparable <sup>(1)</sup>	<b>147</b>	104
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Rajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme	<b>6</b>	10
Gains à la vente de terrains	–	14
Rajustements d'impôts	–	30
<b>Bénéfice net</b>	<b>153</b>	158
<b>Siège social</b>		
Résultat comparable <sup>(1)</sup>	<b>(89)</b>	(13)
Poste particulier :		
Redressements et rajustements d'impôts	–	26
<b>(Charges nettes) bénéfice net</b>	<b>(89)</b>	13
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>	<b>274</b>	373
<b>Résultat comparable<sup>(1)</sup></b>	<b>268</b>	293
Postes particuliers (déduction faite des impôts, le cas échéant) :		
Rajustements de la juste valeur des stocks de gaz naturel et des contrats à terme	<b>6</b>	10
Gain à la vente de terrains	–	14
Redressements et rajustements d'impôts	–	56
<b>Bénéfice net par action revenant aux actionnaires ordinaires</b>	<b>274</b>	373

<sup>(1)</sup> Il y a lieu de se reporter à la rubrique « Mesures non conformes aux PCGR » pour un complément d'information sur le résultat comparable.

Le bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires de TCPL s'est chiffré à 274 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, comparativement à 373 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007. La baisse du bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires s'explique surtout par la hausse des charges nettes pour le siège social, qui comprennent des pertes non réalisées nettes de 39 millions de dollars après les impôts au quatrième trimestre de 2008 en raison des variations de la juste valeur des instruments dérivés servant à gérer l'exposition de TCPL à la hausse des taux d'intérêt, mais qui ne sont pas admissibles à la comptabilité de couverture. L'augmentation des charges nettes du siège social au quatrième trimestre de 2008 comparativement au même trimestre en 2007 provient également de l'accroissement des charges en raison du financement du programme d'investissement de la société en 2008, y compris l'acquisition de Ravenswood et les gains non réalisés supérieurs en 2007 par suite de variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer l'exposition de la société aux fluctuations des taux de change. Le résultat de l'entreprise de pipelines a progressé entre le quatrième trimestre de 2007 et le trimestre correspondant de 2008, principalement en raison des résultats constatés à la suite d'un règlement sur les besoins en produits en 2008 pour le réseau de l'Alberta et du résultat supérieur inscrit pour PipeLines LP, atténué par l'inclusion dans les résultats du quatrième trimestre de 2007 du règlement du dossier tarifaire de GTN. Le résultat de l'entreprise d'énergie a légèrement reculé au quatrième trimestre de 2008 comparativement au quatrième trimestre de 2007 puisque les hausses réalisées par les installations énergétiques de l'Ouest, les installations énergétiques de l'Est et Bruce Power ont été plus qu'annulées par la baisse du résultat des installations de stockage de gaz naturel en 2008 et les rajustements d'impôts

sur les bénéfices favorables inclus dans les résultats du quatrième trimestre de 2007. Le résultat des installations énergétiques de l'Est a affiché une hausse marquée au quatrième trimestre de 2008 comparativement à la même période en 2007, et ce, principalement en raison des marges supérieures réalisées par les centrales électriques en Alberta. Le résultat du secteur de l'énergie aux quatrièmes trimestres de 2008 et de 2007 comprend des gains non réalisés nets de 6 millions de dollars après les impôts (7 millions de dollars avant les impôts) et de 10 millions de dollars après les impôts (15 millions de dollars avant les impôts) découlant respectivement des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Le résultat du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2007 comprenait également un gain de 14 millions de dollars après les impôts (16 millions de dollars avant les impôts) lié à la vente de terrains. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2007 comprenait un montant de 56 millions de dollars (30 millions de dollars pour l'entreprise d'énergie et 26 millions de dollars pour le siège social) au titre de rajustements d'impôts favorables découlant de modifications à la législation fiscale canadienne.

Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2008 s'est établi à 268 millions de dollars, comparativement à 293 millions de dollars pour la même période en 2007. Le résultat comparable du quatrième trimestre de 2008 et de 2007 ne tenait pas compte des gains nets non réalisés de respectivement 6 millions de dollars et de 10 millions de dollars découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. Par ailleurs, le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 ne comprenait pas les rajustements d'impôts favorables de 56 millions de dollars et un gain de 14 millions de dollars à la vente de terrains.

Au quatrième trimestre de 2008, le bénéfice net et le résultat comparable de l'entreprise de pipelines se sont établis à 210 millions de dollars, soit 8 millions de dollars de plus que le bénéfice net et le résultat comparable de 202 millions de dollars constatés au quatrième trimestre de 2007.

Pour le quatrième trimestre de 2008, le bénéfice net du réseau principal au Canada a progressé de 2 millions de dollars comparativement à la période correspondante de 2007. Ces hausses proviennent surtout des encouragements supérieurs touchés aux termes d'accords incitatifs, de la plus grande compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration et du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires supérieur, déterminé par l'ONÉ, qui est passé de 8,46 % en 2007 à 8,71 % en 2008, annulées en partie par la diminution de la base tarifaire moyenne.

Le résultat net du réseau de l'Alberta se chiffre à 48 millions de dollars pour le quatrième trimestre de 2008, contre 41 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007. Le résultat s'est accru principalement en raison de la constatation du résultat lié au règlement sur les besoins en produits au quatrième trimestre de 2008. Le résultat de 2007 reflétait un taux de rendement approuvé de 8,51 % sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 35 %.

Le bénéfice net d'ANR a été de 38 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, alors qu'il s'était chiffré à 35 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007. La hausse constatée au quatrième trimestre de 2008 provient principalement de l'accroissement des produits tirés des nouveaux projets de croissance et de l'incidence positive du raffermissement du dollar US. Ces hausses ont été annulées en partie par l'augmentation des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration, y compris les coûts de restauration à la suite des dommages causés par l'ouragan Ike.

Le résultat comparable de GTN pour le quatrième trimestre de 2008 a été de 16 millions de dollars inférieur au chiffre inscrit pour la même période en 2007. Ce recul s'explique principalement par l'incidence positive du règlement du dossier tarifaire au quatrième trimestre de 2007, annulée en partie par la compression des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration.

Pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008, la quote-part revenant à TCPL du bénéfice net des autres pipelines s'est chiffrée à 29 millions de dollars, alors qu'elle avait été de 16 millions de dollars pour la période correspondante de 2007. La hausse du résultat des autres pipelines au quatrième trimestre de 2008 provient avant tout de la diminution des frais de soutien, de l'accroissement du résultat de Pipelines LP et de Tamazunchale et du raffermissement du dollar US, atténués en partie par le recul du résultat de TransGas, de Gas Pacifico/INNERGY et de Portland.

Le bénéfice net du secteur de l'énergie au quatrième trimestre de 2008, à 153 millions de dollars, est de 5 millions de dollars inférieur au chiffre de 158 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2007. Pour sa part, le résultat comparable a augmenté de 43 millions de dollars, passant de 104 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 à 147 millions de dollars pour la même période en 2008. Il ne tient pas compte de gains non réalisés nets de

respectivement 6 millions de dollars après les impôts et 10 millions de dollars après les impôts aux quatrièmes trimestres de 2008 et 2007 découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel. En outre, le résultat comparable du quatrième trimestre de 2007 ne comprenait pas un gain à la vente de terrains de 14 millions de dollars et des rajustements d'impôts favorables de 30 millions de dollars.

Au quatrième trimestre de 2008, le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Ouest a été de 106 millions de dollars, soit 48 millions de dollars de plus que le chiffre de 58 millions de dollars inscrit au quatrième trimestre de 2007. Cette hausse découlait surtout des marges supérieures obtenues pour le portefeuille de centrales en Alberta en raison de la hausse des prix de l'électricité réalisés dans leur ensemble et des coûts thermiques sur le marché pour les volumes d'électricité visés par des contrats ou non et vendus en Alberta. Les coûts thermiques sur le marché sont établis en divisant le prix moyen de l'électricité par MWh par le prix moyen du gaz naturel par GJ pour une période donnée.

Le bénéfice d'exploitation des installations énergétiques de l'Est a augmenté de 7 millions de dollars pour passer de 66 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 à 73 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008. Cette hausse s'explique par les prix réalisés plus forts sur les ventes aux clients commerciaux et industriels en Nouvelle-Angleterre, l'incidence positive du raffermissement du dollar US au quatrième trimestre de 2008 et les résultats supplémentaires du parc éolien de Carleton, qui est entré en exploitation en novembre 2008. Le 31 décembre 2008, Ravenswood s'est acquittée de ses engagements aux termes d'un contrat d'achat ferme conclu avec Hess Corporation qui était en place au moment de l'acquisition. En 2009, le service de commercialisation de TCPL assurera la gestion de la commercialisation de la production de la centrale de Ravenswood d'une manière conforme à celle de ses autres actifs dans la région du Nord-Est des États-Unis.

À 50 millions de dollars, le bénéfice d'exploitation cumulé que TCPL a tiré de son placement dans Bruce Power s'est accru de 7 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008, comparativement à la période correspondante de 2007, surtout en raison des produits supérieurs résultant des prix réalisés plus élevés. Comparativement au quatrième trimestre de 2007, la quote-part revenant à TCPL de la perte d'exploitation de Bruce A a augmenté de 1 million de dollars pour atteindre 6 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 en raison du recul des produits découlant de la baisse de la production, annulé en partie par les prix contractuels supérieurs et la baisse des frais d'exploitation. La quote-part revenant à TCPL du bénéfice d'exploitation de Bruce B a augmenté de 8 millions de dollars depuis le quatrième trimestre de 2007 pour atteindre 61 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 en raison surtout des prix réalisés et de la production plus élevés au quatrième trimestre de 2008. Cette hausse des prix réalisés s'explique par les prix contractuels plus forts sur une plus grande proportion des volumes vendus à contrat au cours du trimestre terminé le 31 décembre 2008 comparativement à la période correspondante de 2007.

Le bénéfice d'exploitation tiré du stockage de gaz naturel s'est replié de 17 millions de dollars, passant de 57 millions de dollars au quatrième trimestre de 2007 à 40 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008. Ce recul s'explique par la baisse des écarts pour le prix saisonnier réalisé pour le gaz naturel aux installations d'Edson comparativement à la même période de 2007. Le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2008 comprenait des gains non réalisés nets de 7 millions de dollars découlant des variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats d'achat à terme et de vente à terme de gaz naturel comparativement à des gains non réalisés nets de 15 millions de dollars pour la période correspondante de 2007.

Les charges nettes du secteur du siège social pour le trimestre terminé le 31 décembre 2008 ont totalisé 89 millions de dollars comparativement au bénéfice net de 13 millions de dollars inscrit pour la même période en 2007. Exclusion faite des rajustements d'impôts favorables de 26 millions de dollars constatés au quatrième trimestre de 2007, les charges comparables du secteur du siège social se sont accrues de 76 millions de dollars au quatrième trimestre de 2008 comparativement au trimestre correspondant de 2007. La hausse des charges nettes comparables au quatrième trimestre de 2008 s'explique avant tout par les pertes non réalisées nettes de 39 millions de dollars après les impôts découlant des variations de la juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié à l'augmentation des taux d'intérêt auquel la société est exposée, mais qui ne sont pas admissibles à titre de couvertures aux fins comptables. En outre, les charges financières élevées découlant du financement de l'acquisition de Ravenswood et les pertes supérieures attribuables aux variations de la juste valeur des instruments dérivés auxquels la société a recours pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change ont été en partie annulées par la capitalisation accrue de l'intérêt sur le financement d'un programme d'investissement de plus grande envergure.

**RENSEIGNEMENTS SUR LES ACTIONS**

Au 23 février 2009, TCPL avait 600 millions d'actions ordinaires émises et en circulation, et la société n'avait en cours aucune option permettant d'acheter des actions ordinaires.

**RENSEIGNEMENTS COMPLÉMENTAIRES**

Pour un complément d'information sur TCPL, y compris la notice annuelle et d'autres documents d'information continue de la société, le lecteur est prié de consulter le site SEDAR au [www.sedar.com](http://www.sedar.com), sous TransCanada PipeLines Limited.

Un complément d'information sur les principales données financières consolidées pour les exercices compris dans la période allant de 2000 à 2008 est présenté sous la rubrique « Points saillants des résultats financiers des neuf derniers exercices » dans la section sur les renseignements complémentaires du rapport annuel de la société.

## GLOSSAIRE

AGIA	Loi <i>Alaska Gasline Inducement Act</i>	Coolidge	Centrale électrique de pointe à cycle simple et alimentée au gaz naturel en voie d'aménagement située à Coolidge, en Arizona
American Natural Resources (« ANR »)	Réseau de gazoducs rayonnant à partir des gisements en exploitation principalement situés en Oklahoma, au Texas, en Louisiane et dans le golfe du Mexique et s'étendant jusqu'à des marchés situés principalement au Wisconsin, au Michigan, en Illinois, en Ohio et en Indiana et installations souterraines de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan	CrossAlta	Installation souterraine de stockage de gaz naturel située près de Crossfield, en Alberta
ANR Pipeline	ANR Pipeline Company	É.-U.	États-Unis
APG	Aboriginal Pipeline Group	Edson	Installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta
AUC	Alberta Utilities Commission	FAS	Financial Accounting Standards
b/j	Barils par jour	FERC	Federal Energy Regulatory Commission
Bear Creek	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Grande Prairie, en Alberta	Foothills	Réseau de transport de gaz naturel depuis le centre de l'Alberta jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et les É.-U. et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les É.-U.
Bécancour	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec	Gas Pacifico	Gazoduc reliant Loma de la Lata, en Argentine, et Concepción, au Chili
Bison	Pipeline proposé qui s'étendrait depuis Powder River Basin, au Wyoming jusqu'au réseau de Northern Border dans le Dakota du Nord	Gas Transmission Network (« GTN »)	Réseau de GTN et North Baja, collectivement
BPC	BPC Generation Infrastructure Trust	gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »)	Gazoduc proposé devant être construit à partir d'un point près d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'à la frontière nord de l'Alberta
Broadwater	Projet proposé de GNL importé situé dans les eaux du détroit de Long Island	GES	Gaz à effet de serre
Bruce A	Participation dans la centrale nucléaire de Bruce Power A L.P.	GJ	Gigajoule
Bruce B	Participation dans la centrale nucléaire de Bruce Power L.P.	GNL	Gaz naturel liquéfié
Bruce Power	Bruce A et Bruce B, collectivement	Gpi <sup>3</sup>	Milliard de pieds cubes
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	Gpi <sup>3</sup> /j	Milliard de pieds cubes par jour
CAE	Convention d'achat d'électricité	Grandview	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick
Calpine	Calpine Corporation	Great Lakes	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'Est du Canada ainsi que du Nord-Est et du Midwest des États-Unis
Cameco	Cameco Corporation	GTNC	Gas Transmission Northwest Corporation
Cancarb	Centrale alimentée aux déchets de bois attenante aux installations de noir de carbone thermique de Cancarb situées à Medicine Hat, en Alberta	GVM	Gazoduc de la vallée du Mackenzie
CAPLA	Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations	GWh	Gigawatt-heure
Carseland	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Carseland, en Alberta	Halton Hills	Centrale électrique à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près de Toronto, en Ontario
Cartier énergie éolienne	Six parcs éoliens à Gaspé, au Québec, dont trois ont été aménagés	IASB	International Accounting Standards Board
CCHT	Courant continu à haute tension	ICCA	Institut Canadien des Comptables Agréés
Chinook	Projet proposé de transport de CCHT depuis le Montana jusqu'au Nevada	IFRS	International Financial Reporting Standards
Co <sub>2</sub>	Dioxyde de carbone		

INNERGY	Société de commercialisation de gaz industriel établie à Concepción, au Chili	Partenariats de Keystone	TransCanada Keystone Pipeline Limited Partnership et TransCanada Keystone Pipeline LP, collectivement
Iroquois	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York, qui alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis	Pathfinder	Pipeline proposé qui s'étendrait de Meeker, au Colorado jusqu'au réseau de Northern Border dans le Dakota du Nord
ISO	Organisation internationale de normalisation	PCGR	Principes comptables généralement reconnus
ISO-NE	Independent System Operator New England	PipeLines LP	TC PipeLines, LP
Keystone	Oléoduc en construction qui transportera du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains à Wood River et à Patoka, en Illinois puis à destination de Cushing, en Oklahoma	PNGTS Portland	Portland Natural Gas Transmission System Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point situé près d'East Hereford, au Québec, jusqu'au Nord-Est des États-Unis
km	Kilomètre	Portlands Energy	Centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près du centre-ville de Toronto, en Ontario
kV	Kilovolt		
LGN	Liquides de gaz naturel		
MacKay River	Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Fort McMurray, en Alberta	projet de gazoduc de l'Alaska	Gazoduc proposé allant d'une nouvelle installation de traitement du gaz à Prudhoe Bay, en Alaska, à destination de l'Alberta
MCT	Marché de capacité à terme		
Mirant	Mirant Corporation et certaines de ses filiales	projet éolien Kibby	Projet éolien situé dans les cantons de Kibby et de Skinner, dans le nord-ouest du comté de Franklin, dans le Maine
Moody's	Moody's Investors Service		
Mpi <sup>3</sup> /j	Million de pieds cubes par jour	projet Salt River	Salt River Project Agricultural Improvement and Power District
MW	Mégawatt		
MWh	Mégawatt-heure	Ravenswood	Centrale électrique à turbines multiples regroupant des turbines à vapeur polycombustibles, des turbines à cycle combiné et des turbines à combustion située près de Queens, dans l'État de New York
North Baja	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de l'Arizona jusqu'à la frontière entre le Mexique et la Californie, en Basse-Californie		
Northern Border	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis un point de raccordement près de Monchy, en Saskatchewan, jusqu'au Midwest américain	RDA Redwater	Régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions Centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Redwater, en Alberta
NorthernLights	Ligne proposée de transport d'électricité pour le transport d'un CCHT depuis le centre de l'Alberta jusqu'à un terminal dans le sud de l'Alberta et reliée à des lignes desservant les États du nord-ouest des États-Unis sur la côte du Pacifique	réseau de GTN	Réseau de transport de gaz naturel s'étendant de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho jusqu'à la frontière entre l'Oregon et la Californie, en passant par les États de l'Idaho, du Washington et de l'Oregon
NYISO	New York Independent System Operator		
Ocean State Power (« OSP »)	Centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island	réseau de l'Alberta réseau principal au Canada	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec
OEO	Office de l'électricité de l'Ontario		
ONÉ	Office national de l'énergie du Canada		
Palomar	Pipeline proposé qui s'étendrait du réseau de GTN jusqu'au fleuve Columbia, au nord-ouest de Portland	résultat net RGGI	Bénéfice net découlant des activités poursuivies Regional Greenhouse Gas Initiative

SEC	Securities and Exchange Commission des États-Unis	TCPM	TransCanada Power Marketing Ltd.
Sheerness	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Hanna, en Alberta	TIOL	Taux interbancaire offert à Londres
SSE	Santé, sécurité et environnement	TransCanada	TransCanada Corporation
STEP 2008	Projet d'élargissement de la capacité de stockage	TransGas	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, jusqu'à Cali, dans le sud-ouest de ce pays
Sundance A	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Wabamun, en Alberta	TransQuébec & Maritimes (« TQM »)	Réseau de transport de gaz naturel raccordé au réseau principal au Canada et qui, au Québec, achemine du gaz naturel de Montréal à Québec et jusqu'au réseau de Portland
Sundance B	Centrale électrique alimentée au charbon située près de Wabamun, en Alberta	Tuscarora	Réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Malin, en Oregon, pour se rendre à Wadsworth, au Nevada
Sunstone	Pipeline proposé qui s'étendrait depuis le Wyoming jusqu'à Stanfield, en Oregon	VECT	Vente aux enchères de capacité à terme
Tamazunchale	Réseau de transport de gaz naturel au Mexique ayant son point de départ à Naranjos, dans l'État de Veracruz, pour aboutir à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi	Ventures LP	Réseau de transport de gaz naturel en Alberta qui alimente en gaz naturel la région des sables bitumineux dans le nord-est de l'Alberta ainsi qu'un complexe pétrochimique situé à Joffre, en Alberta
TC Hydro	Installations hydroélectriques situées au New Hampshire, au Vermont et au Massachusetts	WCI	Western Climate Initiative
TCPL ou la société	TransCanada Pipelines Limited	Williams	Williams Gas Pipeline Company, LLC
		Zephyr	Projet proposé de transport de CCHT depuis le Wyoming jusqu'au Nevada

## Rapport de la direction

Les états financiers consolidés qui figurent dans le présent rapport annuel sont la responsabilité de la direction de TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») et ils ont été approuvés par le conseil d'administration de la société. Ces états financiers consolidés ont été dressés par la direction conformément aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada et comprennent des montants qui se fondent sur des estimations et des jugements. L'information financière contenue dans d'autres parties du présent rapport annuel concorde avec les données figurant dans les états financiers consolidés.

La direction a rédigé le rapport de gestion du présent rapport annuel qui se fonde sur les résultats financiers de la société, lesquels ont été établis conformément aux PCGR du Canada. Le rapport de gestion, qui compare la performance financière et le rendement opérationnel de la société pour les exercices 2008 et 2007, doit être lu à la lumière des états financiers consolidés et des notes y afférentes. De plus, le rapport de gestion met en relief les changements importants survenus entre 2007 et 2006.

La direction a conçu et maintient un système de contrôles comptables internes comprenant un programme de vérifications internes. La direction est d'avis que ces contrôles fournissent l'assurance raisonnable que les livres et registres financiers sont fiables et constituent une base appropriée en vue de l'établissement des états financiers. Dans le cadre du système de contrôles comptables internes, la direction communique aux employés les principes directeurs de la société en matière d'éthique.

Sous la supervision et avec la participation du président et chef de la direction ainsi que du chef des finances, la direction a réalisé une évaluation de l'efficacité de ses contrôles internes, à l'égard de l'information financière, en fonction du cadre de contrôle interne intégré au cadre de référence du *Committee of Sponsoring Organizations* de la *Treadway Commission*. TCPL a acquis la centrale électrique de Ravenswood (« Ravenswood ») en 2008 et a commencé à en consolider les activités avec les siennes propres dès la date d'acquisition. La direction a exclu cette entreprise de son évaluation de l'efficacité des contrôles internes de la société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2008. Le bénéfice net attribuable à cette entreprise représentait moins de 1 % du bénéfice net consolidé de la société pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 et le total de ses actifs globaux représentait environ 9 % du total des actifs consolidés de la société au 31 décembre 2008.

À la suite de son évaluation, la direction a conclu que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont efficaces au 31 décembre 2008 et qu'ils fournissent une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis aux fins de la publication de l'information financière.

Le conseil d'administration a nommé un comité de vérification composé d'administrateurs indépendants et qui ne sont pas des dirigeants de la société. Au cours d'un exercice, le comité de vérification rencontre la direction au moins six fois ainsi que les vérificateurs internes et les vérificateurs externes, séparément ou en groupe, pour examiner toute question importante concernant la comptabilité, le contrôle interne et la vérification conformément aux modalités de la charte du comité de vérification définie dans la notice annuelle. Ce comité examine le rapport annuel, y compris les états financiers consolidés avant que ces derniers ne soient soumis à l'approbation du conseil d'administration. Les vérificateurs internes et les vérificateurs externes indépendants peuvent communiquer avec le comité de vérification sans devoir obtenir l'autorisation préalable de la direction.

Le comité de vérification approuve les modalités de la mission des vérificateurs externes indépendants et il revoit le plan de vérification annuel, le rapport des vérificateurs et les résultats de la vérification. Il recommande en outre au conseil d'administration le cabinet de vérificateurs externes dont la nomination sera soumise aux actionnaires.

Les actionnaires ont nommé KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l., vérificateurs externes indépendants, afin qu'ils expriment une opinion quant à la question de savoir si les états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société, des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie consolidés selon les PCGR du Canada. Le rapport de KPMG s.r.l./s.e.n.c.r.l. fait état de l'étendue de leur vérification et renferme leur opinion sur les états financiers consolidés.

Le président et  
chef de la direction,



**Harold N. Kvisle**

Le 23 février 2009

Le vice-président directeur et  
chef des finances,



**Gregory A. Lohnes**

**Rapport des  
vérificateurs****Aux actionnaires de TransCanada Pipelines Limited**

Nous avons vérifié les bilans consolidés de TransCanada Pipelines Limited aux 31 décembre 2008 et 2007 et les états consolidés des résultats, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu, des capitaux propres et des flux de trésorerie de chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2008. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada et aux normes du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis). Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2008 et 2007, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de trois ans terminée le 31 décembre 2008 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

*KPMG s.r.l. / S.E.N.C.R.L.*

Comptables agréés  
Calgary, Canada

Le 23 février 2009

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS**
*Exercices terminés les 31 décembre*  
*(en millions de dollars)*

	<b>2008</b>	2007	2006
<b>Produits</b>	<b>8 619</b>	8 828	7 520
<b>Charges d'exploitation</b>			
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	<b>3 062</b>	3 030	2 411
Achats de produits de base revendus	<b>1 511</b>	1 959	1 707
Amortissement	<b>1 189</b>	1 179	1 059
	<b>5 762</b>	6 168	5 177
	<b>2 857</b>	2 660	2 343
<b>Autres charges (produits)</b>			
Charges financière (note 10)	<b>962</b>	961	828
Charges financières des coentreprises (note 11)	<b>72</b>	75	92
Intérêts créditeurs et autres produits	<b>(80)</b>	(166)	(179)
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine (note 18)	<b>(279)</b>	–	–
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (note 7)	<b>41</b>	–	–
	<b>716</b>	870	741
<b>Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle</b>	<b>2 141</b>	1 790	1 602
<b>Impôts sur les bénéfices</b> (note 19)			
Exigibles	<b>524</b>	429	300
Futurs	<b>67</b>	54	175
	<b>591</b>	483	475
<b>Participations sans contrôle</b> (note 15)	<b>108</b>	75	56
<b>Bénéfice net découlant des activités poursuivies</b>	<b>1 442</b>	1 232	1 071
<b>Bénéfice net découlant des activités abandonnées</b> (note 26)	<b>–</b>	–	28
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 442</b>	1 232	1 099
<b>Dividendes sur les actions privilégiées</b>	<b>22</b>	22	22
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>	<b>1 420</b>	1 210	1 077
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>			
Activités poursuivies	<b>1 420</b>	1 210	1 049
Activités abandonnées	<b>–</b>	–	28
	<b>1 420</b>	1 210	1 077

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE**

Exercices terminés les 31 décembre  
(en millions de dollars)

	2008	2007	2006
<b>Flux de trésorerie liés à l'exploitation</b>			
Bénéfice net	1 442	1 232	1 099
Amortissement	1 189	1 179	1 059
Impôts futurs (note 19)	67	54	175
Participations sans contrôle (note 15)	108	75	56
Capitalisation des avantages sociaux futurs inférieure (supérieure) aux charges (note 22)	17	43	(31)
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater (note 7)	41	–	–
Autres	128	20	16
	<b>2 992</b>	2 603	2 374
(Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation (note 23)	<b>(188)</b>	215	(300)
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	<b>2 804</b>	2 818	2 074
<b>Activités d'investissement</b>			
Dépenses en immobilisations	<b>(3 134)</b>	(1 651)	(1 572)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 9)	<b>(3 229)</b>	(4 223)	(470)
Cession d'actifs, déduction faite des impôts exigibles (note 9)	28	35	23
Montants reportés et autres	<b>(143)</b>	(321)	(95)
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	<b>(6 478)</b>	(6 160)	(2 114)
<b>Activités de financement</b>			
Dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées (notes 16 et 17)	<b>(817)</b>	(725)	(639)
Distributions versées aux participations sans contrôle	<b>(119)</b>	(66)	(50)
Avances de (remboursés à) la société mère (note 25)	<b>(180)</b>	389	40
Billets à payer émis (remboursés), montant net (note 20)	<b>1 659</b>	(412)	(495)
Dette à long terme émise, déduction faite des frais d'émission (note 10)	<b>2 197</b>	2 616	2 107
Réduction de la dette à long terme	<b>(840)</b>	(1 088)	(729)
Dette à long terme émise par des coentreprises (note 11)	<b>173</b>	142	56
Réduction de la dette à long terme des coentreprises	<b>(120)</b>	(157)	(70)
Actions ordinaires émises (note 17)	<b>2 419</b>	1 842	–
Billets subordonnés de rang inférieur émis, déduction faite des frais d'émission (note 12)	–	1 094	–
Titres privilégiés rachetés	–	(488)	–
Parts de société en nom collectif émises par une filiale (note 9)	–	348	–
Rentrées nettes liées aux activités de financement	<b>4 372</b>	3 495	220
<b>Incidence des modifications du taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie</b>	<b>98</b>	(50)	9
<b>Augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie</b>	<b>796</b>	103	189
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b> Au début de l'exercice	<b>504</b>	401	212
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie</b> À la fin de l'exercice	<b>1 300</b>	504	401

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**BILANS CONSOLIDÉS**

Aux 31 décembre  
(en millions de dollars)

	2008	2007
<b>ACTIF</b>		
<b>Actif à court terme</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 300	504
Débiteurs	1 280	1 116
Montant à recevoir de TransCanada Corporation (note 25)	1 529	1 407
Stocks	489	497
Autres	523	188
	<b>5 121</b>	<b>3 712</b>
<b>Immobilisations corporelles</b> (note 5)	<b>29 189</b>	<b>23 452</b>
<b>Écart d'acquisition</b> (note 6)	<b>4 397</b>	<b>2 633</b>
<b>Autres actifs</b> (note 7)	<b>2 228</b>	<b>1 940</b>
	<b>40 935</b>	<b>31 737</b>
<b>PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		
<b>Passif à court terme</b>		
Billets à payer (note 20)	1 702	55
Créditeurs	1 868	1 764
Montant à rembourser à TransCanada Corporation (note 25)	1 821	572
Intérêts courus	361	265
Tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an (note 10)	786	556
Tranche de la dette à long terme des coentreprises échéant à moins de un an (note 11)	207	30
	<b>6 745</b>	<b>3 242</b>
<b>Montant à rembourser à TransCanada Corporation</b> (note 25)	<b>–</b>	<b>1 307</b>
<b>Montants reportés</b> (note 13)	<b>1 719</b>	<b>1 107</b>
<b>Impôts futurs</b> (note 19)	<b>1 253</b>	<b>1 193</b>
<b>Dette à long terme</b> (note 10)	<b>15 368</b>	<b>12 377</b>
<b>Dette à long terme des coentreprises</b> (note 11)	<b>869</b>	<b>873</b>
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b> (note 12)	<b>1 213</b>	<b>975</b>
	<b>27 167</b>	<b>21 074</b>
<b>Participations sans contrôle</b> (note 15)	<b>805</b>	<b>610</b>
<b>Capitaux propres</b>	<b>12 963</b>	<b>10 053</b>
	<b>40 935</b>	<b>31 737</b>

**Engagements, éventualités et garanties** (note 24)

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

Au nom du conseil d'administration,



**Harold N. Kvisle**  
Administrateur



**Kevin E. Benson**  
Administrateur

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT ÉTENDU**

*Exercices terminés les 31 décembre*  
*(en millions de dollars)*

	<b>2008</b>	2007	2006
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 442</b>	1 232	1 099
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	<b>571</b>	(350)	6
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	<b>(589)</b>	79	(6)
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(3)</sup>	<b>(60)</b>	42	–
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures <sup>(4)</sup>	<b>(23)</b>	42	–
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés disponibles à la vente <sup>(5)</sup>	<b>2</b>	–	–
<b>Autres éléments du résultat étendu</b>	<b>(99)</b>	(187)	–
<b>Résultat étendu</b>	<b>1 343</b>	1 045	1 099

<sup>(1)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007; charge fiscale de 3 millions de dollars en 2006).

<sup>(2)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007; recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars en 2006).

<sup>(3)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007).

<sup>(4)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007).

<sup>(5)</sup> Déduction faite d'une charge fiscale de néant en 2008.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU**

<i>(en millions de dollars)</i>	Écart de conversion	Couvertures de flux de trésorerie et autres	Total
Solde au 31 décembre 2005	(90)	–	(90)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	6	–	6
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	(6)	–	(6)
Solde au 31 décembre 2006	(90)	–	(90)
Rajustement de transition résultant de l'adoption de nouvelles normes sur les instruments financiers <sup>(3)</sup>	–	(96)	(96)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	(350)	–	(350)
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	79	–	79
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(4)</sup>	–	42	42
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures <sup>(5)(6)</sup>	–	42	42
Solde au 31 décembre 2007	(361)	(12)	(373)
Variation des gains et des pertes de conversion sur les placements dans des établissements étrangers <sup>(1)</sup>	<b>571</b>	–	<b>571</b>
Variation des gains et des pertes sur les couvertures de placements dans des établissements étrangers <sup>(2)</sup>	<b>(589)</b>	–	<b>(589)</b>
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie <sup>(4)</sup>	–	<b>(60)</b>	<b>(60)</b>
Reclassement dans le bénéfice net des gains et des pertes sur les instruments dérivés désignés en tant que couvertures de flux de trésorerie se rapportant à des périodes antérieures <sup>(5)(6)</sup>	–	<b>(23)</b>	<b>(23)</b>
Variation des gains et des pertes sur les instruments dérivés disponibles à la vente <sup>(7)</sup>	–	<b>2</b>	<b>2</b>
Solde au 31 décembre 2008	<b>(379)</b>	<b>(93)</b>	<b>(472)</b>

<sup>(1)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 104 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 101 millions de dollars en 2007; charge fiscale de 3 millions de dollars en 2006).

<sup>(2)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 303 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 41 millions de dollars en 2007; recouvrement d'impôts de 3 millions de dollars en 2006).

<sup>(3)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 44 millions de dollars en 2007.

<sup>(4)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 41 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 27 millions de dollars en 2007).

<sup>(5)</sup> Déduction faite d'un recouvrement d'impôts de 19 millions de dollars en 2008 (charge fiscale de 23 millions de dollars en 2007).

<sup>(6)</sup> Le montant des pertes liées aux couvertures de flux de trésorerie déclaré dans le cumul des autres éléments du résultat étendu qui sera reclassé dans le bénéfice net en 2009 est évalué à 62 millions de dollars (41 millions de dollars après les impôts). Ces estimations présument que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants; cependant, les montants reclassés varieront en fonction de la valeur réelle de ces facteurs à la date de règlement.

<sup>(7)</sup> Déduction faite d'une charge fiscale de néant en 2008.

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

**TRANSCANADA PIPELINES LIMITED**  
**ÉTATS CONSOLIDÉS DES CAPITAUX PROPRES**

*Exercices terminés les 31 décembre*  
*(en millions de dollars)*

	<b>2008</b>	2007	2006
<b>Actions privilégiées</b>			
Solde au début et à la fin de l'exercice	<b>389</b>	389	389
<b>Actions ordinaires</b>			
Solde au début de l'exercice	<b>6 554</b>	4 712	4 712
Produit de l'émission d'actions (note 17)	<b>2 419</b>	1 842	–
Solde à la fin de l'exercice	<b>8 973</b>	6 554	4 712
<b>Surplus d'apport</b>			
Solde au début de l'exercice	<b>281</b>	277	275
Autres	<b>3</b>	4	2
Solde à la fin de l'exercice	<b>284</b>	281	277
<b>Bénéfices non répartis</b>			
Solde au début de l'exercice	<b>3 202</b>	2 719	2 267
Bénéfice net	<b>1 442</b>	1 232	1 099
Dividendes sur les actions privilégiées	<b>(22)</b>	(22)	(22)
Dividendes sur les actions ordinaires	<b>(833)</b>	(731)	(625)
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	–	4	–
Solde à la fin de l'exercice	<b>3 789</b>	3 202	2 719
<b>Cumul des autres éléments du résultat étendu, déduction faite des impôts sur les bénéfices</b>			
Solde au début de l'exercice	<b>(373)</b>	(90)	(90)
Autres éléments du résultat étendu	<b>(99)</b>	(187)	–
Rajustement de transition résultant de l'adoption des nouvelles normes comptables sur les instruments financiers	–	(96)	–
Solde à la fin de l'exercice	<b>(472)</b>	(373)	(90)
	<b>3 317</b>	2 829	2 629
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>12 963</b>	10 053	8 007

Les notes afférentes aux états financiers consolidés font partie intégrante de ces états.

## TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

### NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

#### NOTE 1 DESCRIPTION DE L'ACTIVITÉ DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

TransCanada PipeLines Limited (« TCPL » ou la « société ») est une filiale en propriété exclusive de TransCanada Corporation (« TransCanada ») et l'une des plus importantes sociétés énergétiques d'Amérique du Nord. TCPL exerce ses activités dans deux secteurs, les pipelines et l'énergie, chacune de ces entreprises proposant des produits et services différents.

##### *Pipelines*

Le secteur des pipelines est principalement constitué des participations de la société dans des pipelines réglementés et des installations de stockage de gaz naturel réglementées. Par l'entremise du secteur des pipelines, TCPL possède et exploite :

- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend depuis la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan vers l'Est jusqu'au Québec (le « réseau principal au Canada »);
- un réseau de transport de gaz naturel en Alberta (le « réseau de l'Alberta »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend des gisements en exploitation situés principalement en Oklahoma, au Texas, en Louisiane et dans le golfe du Mexique jusqu'à des marchés situés principalement dans les États du Wisconsin, du Michigan, de l'Illinois, de l'Ohio et de l'Indiana et des installations de stockage de gaz naturel réglementées au Michigan (« ANR »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de la frontière entre la Colombie-Britannique et l'Idaho à la frontière entre l'Oregon et la Californie, en passant par les États de l'Idaho, de Washington et de l'Oregon (« réseau de GTN »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine au centre de l'Alberta et qui s'étend jusqu'à la frontière entre la Colombie-Britannique et les États-Unis et jusqu'à la frontière entre la Saskatchewan et les États-Unis (« Foothills »);
- un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine en Arizona pour aboutir à la frontière entre la Basse-Californie, au Mexique, et la Californie (« North Baja »);
- des réseaux de transport de gaz naturel en Alberta qui alimentent en gaz naturel la région des sables bitumineux du nord de l'Alberta et un complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (« Ventures LP »);
- un réseau de gazoducs au Mexique qui s'étend de Naranjos, dans l'État de Veracruz, jusqu'à Tamazunchale, dans l'État de San Luis Potosi (« Tamazunchale »);
- une participation directe de 53,6 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui dessert les marchés de l'est du Canada, du Nord-Est des États-Unis et du Midwest américain (« Great Lakes »);
- une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui est raccordé au réseau principal au Canada et qui achemine du gaz naturel au Québec, de Montréal à Québec, ainsi que jusqu'au réseau de Portland (« TQM »);
- une participation de 61,7 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine près d'East Hereford, au Québec, pour aboutir dans le Nord-Est des États-Unis (« Portland »);
- une participation de 32,1 % dans TC PipeLines, LP (« PipeLines LP »), qui possède les pipelines suivants exploités par TCPL :
  - une participation de 46,4 % dans Great Lakes; TCPL détient une participation effective cumulée de 68,5 % dans Great Lakes par le truchement de PipeLines LP et d'une participation directe décrite ci-dessus;
  - une participation de 50 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à un point près de Monchy, en Saskatchewan et se termine dans le Midwest américain (« Northern Border »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 16,1 % par le truchement de PipeLines LP;
  - une participation de 100 % dans un réseau de transport de gaz naturel depuis Malin, en Oregon, jusqu'à Wadsworth, au Nevada (« Tuscarora »), dans lequel TCPL détient une participation effective de 32,1 % par le truchement de PipeLines LP.

TCPL possède, mais n'exploite pas :

- une participation de 44,5 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui se raccorde au réseau principal au Canada près de Waddington, dans l'État de New York et qui alimente en gaz naturel des clients du Nord-Est des États-Unis (« Iroquois »);
- une participation de 46,5 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui s'étend de Mariquita, dans la région centrale de la Colombie, jusqu'à Cali, dans la région du sud-ouest de ce pays (« TransGas »);
- une participation de 30 % dans un réseau de transport de gaz naturel qui prend son origine à Loma de la Lata, en Argentine, pour aboutir à Concepción, au Chili (« Gas Pacifico ») ainsi que dans une société de commercialisation du gaz naturel industriel établie à Concepción (« INNERGY »).

TCPL possède une participation de 62 % dans un pipeline en construction qui transportera du pétrole brut depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'aux marchés américains, à Wood River et à Patoka, en Illinois, et à Cushing, en Oklahoma (« Keystone »).

### Énergie

Le secteur de l'énergie est principalement constitué des participations de la société dans des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel non réglementées. Par le truchement du secteur de l'énergie, la société vend également de l'électricité et elle détient des participations dans des projets de regazéification du gaz naturel liquéfié (« GNL ») en Amérique du Nord. Par l'entremise du secteur de l'énergie, TCPL possède et exploite :

- des centrales de cogénération alimentées au gaz naturel en Alberta situées à Carseland, à Redwater, à Bear Creek et à MacKay River;
- une centrale électrique alimentée à la chaleur résiduelle faisant partie de l'installation de noir de carbone thermique de Cancarb à Medicine Hat, en Alberta (« Cancarb »);
- une centrale électrique alimentée au gaz naturel et au mazout à cycle combiné regroupant plusieurs turbines à vapeur et turbines à combustion située à Queens, dans l'État de New York (« Ravenswood »);
- des actifs de production hydroélectrique situés dans les États du New Hampshire, du Vermont et du Massachusetts (« TC Hydro »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située à Burrillville, dans le Rhode Island (« Ocean State Power »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Trois-Rivières, au Québec (« Bécancour »);
- une centrale de cogénération alimentée au gaz naturel située près de Saint John, au Nouveau-Brunswick (« Grandview »);
- une installation de stockage de gaz naturel située près d'Edson, en Alberta (« Edson »).

TCPL possède, mais n'exploite pas :

- des participations de respectivement 48,9 % et 31,6 % dans les centrales nucléaires de Bruce Power A L.P. (« Bruce A ») et de Bruce Power L.P. (« Bruce B ») (collectivement, « Bruce Power »), situées près de Tiverton, en Ontario;
- une participation de 62 % dans trois (Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton) de six parcs éoliens proposés en Gaspésie, au Québec (« Cartier énergie éolienne »);
- une participation de 60 % dans une installation de stockage de gaz naturel souterraine située près de Crossfield, en Alberta (« CrossAlta »).

TCPL détient également des conventions d'achat d'électricité à long terme (« CAE ») visant :

- 100 % de la production des centrales électriques de Sundance A et, par le truchement d'une société de personnes, 50 % de la production des centrales électriques de Sundance B situées près de Wabamun, en Alberta;
- une capacité de production de 756 mégawatts (« MW ») de la centrale électrique de Sheerness à proximité de Hanna, en Alberta.

TCPL possède des participations dans les projets en construction suivants :

- une participation de 50 % dans une centrale de cogénération à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près du centre-ville de Toronto, en Ontario (« Portlands Energy »);
- une centrale à cycle combiné alimentée au gaz naturel située près de Toronto (« Halton Hills »);
- un projet éolien situé à Kibby dans les cantons de Kibby et de Skinner, comté de Franklin, dans le nord-ouest du Maine (« projet éolien Kibby »).

## NOTE 2 CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers consolidés de la société ont été dressés par la direction, conformément aux PCGR du Canada. Les montants sont présentés en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Certains chiffres correspondants ont été réagencés afin d'en permettre la comparaison avec ceux de l'exercice à l'étude.

Pour dresser les états financiers, TCPL doit avoir recours à des estimations et des hypothèses qui influent sur le montant et le moment de la constatation des actifs, passifs, produits et charges, puisque la détermination de ces postes peut dépendre d'événements futurs. La société a recours à l'information la plus récente et elle fait preuve d'un degré élevé de jugement pour établir des estimations et hypothèses. De l'avis de la direction, ces états financiers consolidés ont été convenablement dressés en fonction d'un seuil d'importance relative raisonnable, et ils cadrent avec les principales conventions comptables résumées ci-après.

### Règles de présentation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de TCPL et de ses filiales. La société consolide sa participation de 32,1 % dans PipeLines LP et sa participation de 61,7 % dans le réseau de Portland Natural Gas Transmission (« Portland ») puisqu'elle peut exercer un

contrôle sur ces actifs. Les participations des autres partenaires sont incluses dans les participations sans contrôle. TCPL consolide proportionnellement sa quote-part des comptes des coentreprises pour lesquelles la société peut exercer un contrôle conjoint. TCPL suit la méthode de la comptabilisation à la valeur de consolidation pour comptabiliser ses participations dans des sociétés sur lesquelles elle est en mesure d'exercer une influence notable.

### Réglementation

Le réseau principal au Canada, ainsi que les réseaux de transport de gaz naturel de Foothills Pipe Lines Ltd. (« Foothills ») et de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (« TQM ») sont assujettis à la réglementation de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») du Canada. Le réseau de l'Alberta est réglementé par l'Alberta Utilities Commission (« AUC »). Le réseau de GTN et North Baja (collectivement, « GTN »), ANR Pipeline Company et ANR Storage Company et les autres gazoducs aux États-Unis sont assujettis à l'autorité de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC ») des États-Unis. La réglementation s'applique aux activités de transport de gaz naturel en ce qui a trait à la construction et à l'exploitation et à la détermination des droits. Pour traduire adéquatement l'incidence économique des décisions des organismes de réglementation au sujet des produits et des droits, le moment de la constatation de certains produits et de certaines charges de ces entreprises réglementées peut différer de celui qui est préconisé par les PCGR. L'incidence de la réglementation tarifaire sur TCPL est présentée à la note 14 afférente aux présents états financiers.

### Constatation des produits

#### *Pipelines*

Au sein du secteur des pipelines, les produits des établissements canadiens à tarifs réglementés sont constatés conformément aux décisions de l'ONÉ et de l'AUC. Les produits des établissements américains à tarifs réglementés sont constatés conformément aux règles et règlements de la FERC. Les produits des gazoducs de la société sont générés en fonction de la quantité de gaz livré ou de la capacité faisant l'objet de contrats. Les produits découlant de la capacité garantie sous contrat sont constatés sur la durée des contrats. Dans le cas du service interruptible ou volumétrique, les produits sont constatés au moment où la livraison est effectuée. Puisque la majorité des gazoducs de la société sont soumis à la réglementation des tarifs, les produits perçus qui sont assujettis aux instances tarifaires pourraient devoir être remboursés. Les produits des établissements qui ne sont pas assujettis à la réglementation sont constatés lorsque les produits ont été livrés ou lorsque les services ont été fournis.

#### *Énergie*

##### *i) Électricité*

Les produits de l'entreprise d'électricité de la société découlent principalement de la vente d'électricité dans le cadre des activités de commercialisation de l'énergie et de la vente de gaz combustible inutilisé, et ils sont constatés dans le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les produits tiennent compte également des paiements de capacité et des services complémentaires ainsi que de l'incidence des contrats énergétiques faisant l'objet d'instruments dérivés, dont la comptabilité est décrite sous la rubrique « Instruments financiers » de la présente note.

##### *ii) Stockage de gaz naturel*

Les produits tirés des services de stockage de gaz naturel offerts sont constatés conformément aux modalités des contrats de stockage de gaz naturel. Les produits tirés de la vente de gaz naturel exclusif sont constatés pendant le mois au cours duquel la livraison a lieu. Les contrats à terme pour l'achat ou la vente de gaz naturel ainsi que les stocks de gaz naturel exclusif sont constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont inscrites dans les produits.

### Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et les équivalents de trésorerie de la société, soit l'encaisse et les placements à court terme très liquides dont l'échéance initiale est de trois mois ou moins sont inscrits au coût, qui se rapproche de la juste valeur.

### Stocks

Le 1<sup>er</sup> avril 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (« ICCA ») à l'égard du chapitre 3031 intitulé « Stocks ». Les stocks, qui se composent principalement de matières et de fournitures, y compris les pièces de rechange, sont comptabilisés au coût moyen ou à la valeur de réalisation nette, selon le moins élevé des deux montants. La société évalue ses stocks de gaz naturel exclusif à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. Pour constater ses stocks à leur juste valeur, TCPL a désigné son entreprise de stockage de gaz naturel en tant qu'une entreprise de courtage et de vente qui achète et vend du gaz naturel dans le cadre d'opérations adossées. La société constate les ventes et les achats nets de stocks de gaz naturel exclusif dans les produits. Toutes les variations de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif sont constatées dans les stocks et les produits.

## Immobilisations corporelles

### *Pipelines*

Les immobilisations corporelles liées à l'exploitation du secteur des pipelines sont inscrites au coût. L'amortissement est calculé selon la méthode de l'amortissement linéaire. Les gazoducs et les postes de compression sont amortis à des taux annuels se situant entre 1 % et 25 %; des taux divers s'appliquent aux postes de comptage et aux autres immobilisations. Le coût des gazoducs réglementés comprend une provision pour les fonds utilisés pendant la construction se composant de titres de créance et de titres de participation en fonction du taux de rendement de la base tarifaire autorisé par les organismes de réglementation. Cette provision est constatée en tant qu'augmentation du coût des actifs dans le bilan. Dans le cas des pipelines non réglementés, l'intérêt est capitalisé pendant la construction. La partie de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction qui représente les capitaux propres est une dépense hors caisse.

Lorsque des pipelines réglementés mettent des immobilisations corporelles hors service, le coût initialement comptabilisé est retranché du montant brut des installations et porté en réduction de l'amortissement cumulé. Les coûts engagés pour mettre une installation hors service, déduction faite des produits découlant des biens récupérés, s'il en est, sont eux aussi constatés dans l'amortissement cumulé.

### *Énergie*

Le grand équipement et les structures des centrales électriques et des installations de stockage de gaz naturel du secteur de l'énergie sont comptabilisés au coût et sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée d'utilisation estimative et à des taux annuels moyens variant de 2 % à 10 %. Les actifs de production d'énergie nucléaire faisant l'objet de contrats de location-acquisition sont initialement comptabilisés à la valeur actualisée des loyers minimums au moment de l'entrée en vigueur du contrat et ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur leur durée de vie utile ou sur la durée restante du contrat, selon la période la plus courte. Le reste du matériel est amorti à divers taux. Le coût des grands travaux de révision du matériel est capitalisé et amorti sur la durée d'utilisation estimative. L'intérêt est capitalisé dans le cas des installations en construction.

### *Siège social*

Les immobilisations corporelles ayant trait au secteur du siège social sont comptabilisées au coût et sont amorties selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur leur durée de vie utile estimative et à des taux annuels moyens variant de 3 % à 20 %.

## Dépréciation d'actifs à long terme

La société passe en revue ses actifs à long terme, notamment ses immobilisations corporelles et ses actifs incorporels, pour déterminer s'il y a perte de valeur lorsque des événements ou circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être récupérable. Si le total des flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs est inférieur à la valeur comptable des actifs, une perte de valeur est constatée pour l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur des actifs.

## Acquisitions et écart d'acquisition

La société comptabilise les acquisitions d'entreprises selon la méthode de l'acquisition et, par conséquent, les actifs et les passifs des entités acquises sont constatés à leurs justes valeurs estimatives à la date d'acquisition. L'écart d'acquisition n'est pas amorti, mais il est évalué annuellement afin de déterminer s'il y a perte de valeur ou plus fréquemment si des événements ou des circonstances indiquent qu'il peut y avoir une perte de la valeur d'un actif. Une évaluation initiale est effectuée en comparant la juste valeur de l'exploitation, qui comprend l'écart d'acquisition, à la valeur comptable de chacune des unités d'exploitation. Si cette juste valeur est inférieure à la valeur comptable, une perte de valeur est indiquée et une deuxième évaluation est réalisée afin de déterminer le montant de cette perte de valeur. Dans la deuxième évaluation, la juste valeur implicite de l'écart d'acquisition est calculée en déduisant la juste valeur de tous les actifs nets corporels et incorporels de l'unité d'exploitation de la juste valeur déterminée au moment de l'évaluation initiale. Si la valeur comptable de l'écart d'acquisition est supérieure à cette juste valeur implicite calculée de l'écart d'acquisition, une charge au titre de la perte de valeur est alors constatée.

## Conventions d'achat d'électricité

Une CAE est un contrat à long terme d'achat ou de vente d'électricité en fonction de modalités établies d'avance. Les paiements initiaux pour une CAE sont reportés et amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée du contrat à l'échéance, qui varie entre neuf et 12 ans. Les CAE aux termes desquelles TCPL achète de l'électricité sont comptabilisées en tant que contrats de location-exploitation. Une partie de ces CAE a été sous-louée à des tiers en fonction des mêmes modalités. Les CAE sous-louées sont comptabilisées à titre de contrats de location-exploitation et TCPL constate les marges réalisées sur ces dernières en tant que composante des produits d'exploitation.

## Impôts sur les bénéfices

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode des impôts exigibles est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéfices aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel au Canada. Selon la méthode des impôts exigibles, il n'est pas nécessaire de constituer une provision pour les impôts futurs. Tel qu'il est permis selon les PCGR du Canada au

31 décembre 2008, cette méthode est également utilisée aux fins comptables, puisqu'il est raisonnable de croire que les impôts futurs à payer seront inclus dans les coûts futurs du service et qu'ils seront alors constatés dans les produits d'exploitation. Pour toutes ses autres activités, la société applique la méthode du report d'impôts variable. Selon la méthode du report d'impôts variable, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés au titre des incidences fiscales futures des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs actuels, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Les actifs et les passifs d'impôts futurs sont évalués au moyen des taux d'imposition en vigueur ou pratiquement en vigueur qui sont censés s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les écarts temporaires devraient être soit recouverts, soit réglés. Les variations de ces soldes sont imputées aux résultats de l'exercice au cours duquel elles surviennent.

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers, la société ne constitue pas de provision pour les impôts canadiens, puisqu'elle n'entend pas rapatrier ces bénéfices dans un avenir prévisible.

#### **Conversion des comptes libellés en monnaie étrangère**

Les établissements étrangers de la société sont autonomes et leurs comptes sont convertis en dollars canadiens selon la méthode du taux courant. Selon cette méthode, les actifs et les passifs sont convertis aux taux de change en vigueur à la fin de l'exercice, et les postes inclus dans les états consolidés des résultats, des capitaux propres, du résultat étendu, du cumul des autres éléments du résultat étendu et des flux de trésorerie sont convertis aux taux de change en vigueur au moment de l'opération. Les écarts de conversion sont inclus dans les autres éléments du résultat étendu.

Les gains ou les pertes de change sur les actifs et les passifs monétaires sont constatés dans les résultats, exception faite des gains ou des pertes de change liés au capital de la dette libellée en monnaie étrangère se rapportant au réseau de l'Alberta, à Foothills et au réseau principal au Canada, qui sont reportés jusqu'à ce qu'ils soient remboursés ou récupérés par le truchement de la tarification, tel qu'il est permis par les organismes de réglementation.

#### **Instruments financiers**

Le 1<sup>er</sup> janvier 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel* de l'ICCA à l'égard du chapitre 1530 intitulé « Résultat étendu », du chapitre 3855 intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » et du chapitre 3865 intitulé « Couvertures ». Le 31 décembre 2007, la société a adopté les exigences comptables du *Manuel* de l'ICCA à l'égard du chapitre 3862 intitulé « Instruments financiers – informations à fournir », du chapitre 3863 intitulé « Instruments financiers – présentation » et du chapitre 1535 intitulé « Informations à fournir concernant le capital ». Les rajustements des états financiers consolidés de 2007 ont été faits prospectivement.

Le *Manuel* de l'ICCA exige que tous les instruments financiers soient initialement constatés au bilan à leur juste valeur. Par la suite, ils seront évalués en fonction de la catégorie dans laquelle ils sont classés. Les actifs financiers sont répartis dans les catégories suivantes : détenus à des fins de transaction, disponibles à la vente, détenus jusqu'à leur échéance et prêts et créances. Les passifs financiers sont classés soit comme passifs détenus à des fins de transaction, soit comme autres passifs financiers.

Les instruments dérivés compris dans les actifs et les passifs financiers détenus à des fins de transaction sont constitués de swaps, d'options, de contrats à terme de gré à gré et de contrats à terme normalisés. Un actif ou un passif financier peut être désigné comme étant détenu à des fins de transaction s'il est conclu dans le but de générer un profit. La société n'a désigné aucun actif ni passif financier autre que des instruments dérivés comme étant détenu à des fins de transaction. Les instruments financiers détenus à des fins de transaction portant sur les produits de base sont initialement constatés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont incluses dans les produits. Les variations de la juste valeur des instruments détenus à des fins de transaction portant sur le taux de change et les taux d'intérêt sont incluses respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits.

La catégorie des actifs financiers disponibles à la vente comprend les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont désignés comme étant disponibles à la vente ou qui ne sont pas inclus dans les trois autres catégories. Les instruments financiers disponibles à la vente de TCPL comprennent des titres à revenu fixe détenus à des fins d'autoassurance. Ces instruments sont initialement comptabilisés à leur juste valeur, et les variations de la juste valeur sont constatées dans les autres éléments du résultat étendu. Les revenus découlant du règlement des actifs financiers disponibles à la vente seront inclus dans les intérêts créditeurs et autres produits.

La catégorie des actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance représente les actifs financiers autres que des instruments dérivés qui sont comptabilisés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. La société ne détient pas d'actifs financiers détenus jusqu'à leur échéance.

Les comptes clients, les prêts et les autres créances assortis de paiements fixes ou déterminés qui ne sont pas soumis au cours d'un marché actif sont classés dans les « prêts et créances » et ils sont évalués à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite de toute perte de valeur. Les prêts et les créances comprennent principalement les débiteurs et l'encours des prêts à des tiers non productifs d'intérêt. L'intérêt et les autres revenus touchés sur ces actifs financiers sont constatés dans les intérêts créditeurs et autres produits.

Les autres passifs financiers sont les passifs financiers qui ne sont pas classés comme passifs détenus à des fins de transaction. Les éléments de cette catégorie d'instruments financiers sont constatés à leur coût après amortissement selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Les intérêts débiteurs sont inclus sous les postes Charges financières et Charges financières des coentreprises.

La société utilise des instruments dérivés et d'autres instruments financiers pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change, des taux d'intérêt et des prix des produits énergétiques de base. La société a également recours à des instruments dérivés et à des titres de créance libellés en dollars US pour gérer le risque de change lié à ses établissements étrangers.

Tous les instruments dérivés sont constatés au bilan à leur juste valeur, exception faite des instruments dérivés non financiers conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus de la société en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas désignés dans une relation de couverture sont incluses dans le bénéfice net. Les instruments dérivés utilisés dans des relations de couverture sont présentés plus en détail sous la rubrique « Couvertures » de la présente note.

Les instruments dérivés intégrés dans d'autres instruments financiers ou contrats (contrat hôte) sont traités en tant qu'instruments dérivés distincts et ils sont évalués à la juste valeur si leurs caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte, si leurs modalités sont les mêmes que celles d'un instrument dérivé autonome et si le contrat total n'est ni détenu à des fins de transaction ni comptabilisé à la juste valeur. Les variations de la juste valeur des instruments dérivés intégrés sont incluses dans le bénéfice net.

La constatation des gains et des pertes attribuables aux instruments dérivés utilisés relativement aux risques liés au réseau de l'Alberta, à Foothills et au réseau principal au Canada est déterminée par le truchement du processus de réglementation. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés comptabilisés par application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs sont reportés dans les actifs réglementaires ou les passifs réglementaires.

Les coûts de transaction sont définis comme les coûts différentiels directement attribuables à l'acquisition, à l'émission ou à la cession d'un instrument financier. La société porte les coûts de transaction liés à la dette à long terme en réduction de la dette connexe et elle amortit ces coûts selon la méthode du taux d'intérêt effectif, exception faite de ceux liés aux pipelines réglementés au Canada, qui continuent d'être amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire conformément aux dispositions des mécanismes de tarification.

La société constate les justes valeurs des garanties conjointes et solidaires importantes. La juste valeur de ces garanties est évaluée par actualisation des flux de trésorerie que la société devrait engager si elle avait recours à des lettres de crédit plutôt qu'à des garanties. Les garanties sont constatées en tant qu'augmentation des immobilisations corporelles dans un compte de placement ou elles sont imputées au bénéfice net avec l'inscription d'un passif correspondant dans les montants reportés.

### Couvertures

Le *Manuel* de l'ICCA précise les critères à respecter pour utiliser la comptabilité de couverture et comptabiliser chacune des stratégies de couverture permises, notamment : couvertures de la juste valeur, couvertures de flux de trésorerie, et couvertures du risque de change lié à des investissements nets dans des établissements étrangers autonomes. La comptabilité de couverture est abandonnée prospectivement lorsque la relation de couverture n'est plus efficace ou lorsque les éléments de couverture ou les éléments couverts cessent d'exister puisqu'ils viennent à échéance ou expirent, lorsqu'ils sont vendus, prennent fin, sont annulés ou exercés.

Pour qu'un contrat de couverture soit admissible à la comptabilité de couverture, les documents requis doivent être préparés au moment de l'entrée en vigueur du contrat. De plus, la société doit évaluer l'efficacité de la couverture au moment de l'entrée en vigueur du contrat et à la date de chaque bilan.

Dans le cas d'une relation de couverture de la juste valeur, la valeur comptable de l'élément couvert est rajustée pour tenir compte des variations de la juste valeur attribuables au risque couvert. Les variations de la juste valeur sont constatées dans le bénéfice net. En présence d'une relation de couverture efficace, les variations de la juste valeur de l'élément couvert sont annulées par les variations de la juste valeur de l'élément de couverture, qui sont elles aussi constatées dans le bénéfice net. Les variations de la juste valeur des couvertures des taux de change et des taux d'intérêt sont constatées respectivement dans les intérêts créditeurs et autres produits et dans les charges financières. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, la valeur comptable de l'élément couvert cesse d'être rajustée et les rajustements de la juste valeur cumulatifs appliqués à la valeur comptable de l'élément couvert sont amortis par imputation au bénéfice net sur la durée restante de la relation de couverture initiale.

Dans le cas d'une relation de couverture de flux de trésorerie, la tranche efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés désignés comme des couvertures est inscrite dans les autres éléments du résultat étendu, tandis que toute tranche inefficace est constatée dans le bénéfice net, dans la même catégorie financière que l'est l'opération sous-jacente. Lorsque la comptabilité de couverture est abandonnée, les montants antérieurement constatés dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net pour les périodes pendant lesquelles la variabilité des flux de trésorerie de l'élément couvert a une incidence sur le bénéfice net. Les gains et les pertes sur les instruments dérivés sont immédiatement sortis des autres éléments du résultat étendu et reclassés au bénéfice net lorsque l'élément couvert est vendu, lorsqu'il prend fin par anticipation ou lorsqu'il est déterminé que l'opération couverte prévue ne se produira pas.

La société conclut en outre des couvertures de flux de trésorerie et des couvertures de la juste valeur pour ses activités à tarifs réglementés. Les gains et les pertes découlant des variations de la juste valeur de ces couvertures peuvent être recouverts par le truchement des droits imputés par la société. Par conséquent, ils sont reportés à titre d'actifs ou de passifs soumis à la réglementation des tarifs au nom des contribuables. Que les couvertures soient réglées ou non, les gains ou les pertes réalisés sont perçus auprès des contribuables ou leur sont remboursés au cours d'exercices subséquents.

Dans le cas de la couverture du taux de change d'un investissement net dans un établissement étranger autonome, la partie efficace des gains et des pertes de change sur les instruments de couverture est constatée dans les autres éléments du résultat étendu, et la partie inefficace est constatée dans le bénéfice net. Les montants antérieurement inclus dans le cumul des autres éléments du résultat étendu sont reclassés dans le bénéfice net si la société règle ou réduit l'investissement dans un établissement étranger.

#### **Obligations liée à la mise hors service d'immobilisations**

La société constate la juste valeur du passif associé à une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations, en présence d'une obligation légale, dans l'exercice au cours duquel naît cette obligation, et s'il est possible de faire une évaluation raisonnable de la juste valeur. La juste valeur est ajoutée à la valeur comptable de l'actif correspondant. Le passif est désactualisé à la fin de chaque exercice au moyen d'imputations aux charges d'exploitation.

Il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de la mise hors service d'immobilisations relativement aux gazoducs réglementés et, par conséquent, il n'est pas possible d'évaluer la juste valeur du passif connexe au prix d'un effort raisonnable. Par conséquent, la société n'a constaté aucun montant relativement à la mise hors service d'immobilisations pour les gazoducs réglementés, exception faite de certaines installations abandonnées. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs.

Parallèlement, il n'est pas possible de déterminer l'envergure et le calendrier de la mise hors service d'immobilisations liées aux centrales hydroélectriques et, par conséquent, il est impossible d'évaluer la juste valeur du passif connexe au prix d'un effort raisonnable. Par conséquent, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations pour les centrales hydroélectriques. Dans le cas des actifs nucléaires loués par Bruce Power, puisque les actifs sont loués par Bruce Power et que le locateur est responsable du passif lié au déclassement aux termes du contrat de location, aucun montant n'a été constaté au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

#### **Passif environnemental**

La société comptabilise en tant que passif non actualisé les travaux de restauration de l'environnement qui auront vraisemblablement lieu et pour lesquels on peut faire une estimation raisonnable des coûts. Les estimations, y compris les frais juridiques connexes, sont fondées sur l'information disponible à l'aide de la technologie actuelle ainsi que des lois et règlements édictés. Les estimations sont sujettes à des révisions dans des périodes futures en fonction des coûts effectivement engagés ou de l'évolution des circonstances. Les montants que la société s'attend à recouvrer auprès de tierces parties, y compris les assureurs, sont constatés en tant qu'actif distinct du passif connexe.

#### **Régimes d'avantages sociaux et autres**

La société offre à ses employés des régimes de retraite à prestations déterminées (« régimes PD »), des régimes à cotisations déterminées (« régimes CD »), un régime d'épargne et d'autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi. Les cotisations versées par la société aux régimes CD et au régime d'épargne sont passées en charges au moment où elles sont engagées. Le coût des prestations que les employés gagnent dans le cadre des régimes PD et des autres régimes d'avantages sociaux postérieurs à l'emploi est établi par calculs actuariels suivant la méthode de répartition au prorata des services et suivant les estimations les meilleures faites par la direction relativement au rendement prévu des placements des régimes de retraite, à la progression des salaires, à l'âge de départ à la retraite des employés et aux coûts prévus des soins de santé.

Les actifs des régimes PD sont évalués à leur juste valeur. Le taux de rendement prévu des actifs des régimes PD est déterminé au moyen de valeurs liées au marché en fonction de la valeur d'une moyenne mobile sur cinq ans pour tous les actifs des régimes PD. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés. Les rajustements découlant des modifications apportées aux régimes sont amortis selon la méthode de l'amortissement linéaire, sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs à la date de la modification. Les gains actuariels nets ou les pertes actuarielles nettes qui excèdent 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la valeur liée au marché des actifs des régimes PD, selon le plus élevé des deux montants, le cas échéant, sont amortis sur la durée moyenne résiduelle d'activité des employés actifs. Lorsque la restructuration d'un régime d'avantages donne lieu à une compression et à un règlement, la compression est comptabilisée avant le règlement.

La société offre aux employés des régimes d'encouragement de durée moyenne, aux termes desquels les employés admissibles peuvent recevoir des unités qui sont payables au comptant. Les charges liées à ces régimes d'encouragement sont comptabilisées selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Aux termes de ces régimes, les unités deviennent acquises lorsque certaines conditions sont respectées, notamment l'emploi continu de l'employé pendant une période déterminée et la réalisation de certains objectifs de rendement précis pour la société.

Certaines coentreprises de la société procurent à leurs employés des régimes PD. La société comptabilise sa quote-part des charges, de la capitalisation des régimes de retraite ainsi que des actifs et des passifs au titre des prestations constituées découlant de ces régimes.

### NOTE 3 MODIFICATIONS COMPTABLES

#### Modifications comptables futures

##### *Établissements à tarifs réglementés*

Le 1<sup>er</sup> janvier 2009, l'exemption temporaire prévue par le *Manuel* de l'ICCA à l'égard du chapitre 1100 intitulé « Principes comptables généralement reconnus », qui permet la constatation et l'évaluation des actifs et des passifs découlant de la réglementation des tarifs, a été retirée. En outre, le chapitre 3465 intitulé « Impôts sur les bénéficiaires » a été modifié pour exiger la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs pour les entités à tarifs réglementés. La société a choisi d'adopter ces conventions comptables conformément à la norme comptable de comptabilité financière (« FAS ») 71 du Financial Accounting Standards Board des États-Unis intitulée « Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation ». Par conséquent, TCPL continuera d'appliquer sa méthode de comptabilisation actuelle pour ses établissements à tarifs réglementés, mais la société devra constater les actifs et les passifs d'impôts futurs plutôt que d'utiliser la méthode des impôts exigibles, et elle comptabilisera un rajustement compensatoire à l'égard des actifs et des passifs réglementaires. Si la société avait adopté la FAS 71 au 31 décembre 2008, des passifs d'impôts futurs supplémentaires et un actif réglementaire de 1 434 millions de dollars auraient été inscrits, et ils auraient pu être recouverts à même les produits futurs. Ces changements seront appliqués rétroactivement à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2009, sans retraitement des chiffres antérieurs.

##### *Actifs incorporels*

Pour les exercices ouverts le ou après le 1<sup>er</sup> octobre 2008, le *Manuel* de l'ICCA a adopté des révisions aux normes visant les actifs incorporels. Ces révisions ont pour objet de faire en sorte que la définition d'actif incorporel dans les PCGR du Canada concorde avec celle des normes internationales d'information financières (International Financial Reporting Standards, « IFRS ») et des PCGR des États-Unis. Le chapitre 1000 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Fondements conceptuels des états financiers » a été révisé de façon à supprimer le libellé qui permettait de constater les actifs qui ne respecteraient pas autrement la définition d'actif et à ajouter les recommandations du International Accounting Standards Board (« IASB ») énoncées dans le rapport « Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements » pour faciliter la distinction entre les actifs et les charges. Le chapitre 3064 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Écarts d'acquisition et actifs incorporels », qui a remplacé le chapitre 3062 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Écarts d'acquisition et autres actifs incorporels », renferme des recommandations sur la constatation des actifs incorporels ainsi que sur la constatation et l'évaluation des actifs incorporels développés à l'interne. En outre, le chapitre 3450 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Frais de recherche et de développement » sera retiré du *Manuel*. La société ne prévoit pas que ces modifications auront une incidence importante sur ses états financiers.

##### *Regroupements d'entreprises, états financiers consolidés et participations sans contrôle*

Le chapitre 1582 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Regroupement d'entreprises » s'applique aux regroupements d'entreprises dont la date d'acquisition est postérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2011. Cette norme a été modifiée pour exiger également le recours aux évaluations de la juste valeur, la constatation d'actifs et de passifs supplémentaires et la présentation d'informations supplémentaires. L'adoption de cette norme devrait avoir une incidence importante sur la façon dont la société comptabilise les regroupements d'entreprises futurs. Les entités qui adoptent le chapitre 1582 seront également tenues d'adopter le chapitre 1601 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « États financiers consolidés » et le chapitre 1602 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Participations sans contrôle ». Ces normes exigeront la modification de l'évaluation de la participation sans contrôle et la présentation de cette modification en tant que capitaux propres au bilan. En outre, l'état des résultats de la société mère ayant le contrôle inclura 100 % des résultats de la filiale et présentera alors la ventilation entre la participation avec contrôle et la participation sans contrôle. Ces normes entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2011, mais leur adoption anticipée est permise. Les changements découlant de l'adoption du chapitre 1582 seront appliqués prospectivement et les changements découlant des chapitres 1601 et 1602 seront appliqués rétrospectivement.

##### *Normes internationales d'information financière*

Le Conseil des normes comptables de l'ICCA a annoncé que les entreprises canadiennes ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter, le 1<sup>er</sup> janvier 2011, les IFRS établies par l'IASB. En juin 2008, les Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont proposé que les entreprises canadiennes qui sont également inscrites à la Securities and Exchange Commission (« SEC »), telles que TCPL, peuvent se prévaloir de l'option de préparer leurs états financiers conformément aux PCGR des États-Unis plutôt que conformément aux IFRS. En novembre 2008, la SEC a diffusé, aux fins de commentaires du public, une recommandation préconisant que, à compter de 2014, les émetteurs aux États-Unis soient tenus d'adopter les IFRS progressivement en fonction de la capitalisation boursière.

TCPL étudie actuellement l'incidence de la conversion aux IFRS ou aux PCGR des États-Unis sur ses systèmes comptables et ses états financiers. La planification du projet de conversion de TCPL prévoit l'analyse de la structure du projet, de la gouvernance, des ressources, de la formation, de l'analyse des principales différences avec les principaux PCGR ainsi qu'une démarche progressive en vue d'évaluer les conventions comptables actuelles et leur mise en œuvre.

Conformément aux PCGR du Canada, TCPL applique certaines conventions comptables uniques aux entreprises à tarifs réglementés. TCPL prend les mesures nécessaires pour évaluer les discussions en cours et les faits nouveaux au sein de l'IASB au sujet de toute information qui pourrait préciser la pertinence de certains aspects de la comptabilité des entreprises à tarifs réglementés aux termes des IFRS. L'IASB devrait faire connaître un tarif standard proposé pour les entreprises à tarifs réglementés en 2009.

## NOTE 4 INFORMATIONS SECTORIELLES

BÉNÉFICE NET<sup>(1)</sup>

<i>Exercice terminé le 31 décembre 2008 (en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Siège social	Total
Produits	4 650	3 969	–	8 619
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 732)	(1 326)	(4)	(3 062)
Achats de produits de base revendus	–	(1 511)	–	(1 511)
Amortissement	(989)	(200)	–	(1 189)
	<b>1 929</b>	<b>932</b>	<b>(4)</b>	<b>2 857</b>
Charges financières	(674)	–	(288)	(962)
Charges financières des coentreprises	(49)	(23)	–	(72)
Intérêts créditeurs et autres produits	73	6	1	80
Règlements dans le cadre de la faillite de Calpine	279	–	–	279
Radiation des coûts liés au projet de GNL de Broadwater	–	(41)	–	(41)
Impôts sur les bénéfices	(548)	(260)	217	(591)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées	(108)	–	(22)	(130)
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>	<b>902</b>	<b>614</b>	<b>(96)</b>	<b>1 420</b>
<i>Exercice terminé le 31 décembre 2007 (en millions de dollars)</i>				
Produits	4 712	4 116	–	8 828
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 670)	(1 353)	(7)	(3 030)
Achats de produits de base revendus	(72)	(1 887)	–	(1 959)
Amortissement	(1 021)	(158)	–	(1 179)
	<b>1 949</b>	<b>718</b>	<b>(7)</b>	<b>2 660</b>
Charges financières	(718)	1	(244)	(961)
Charges financières des coentreprises	(52)	(23)	–	(75)
Intérêts créditeurs et autres produits	52	10	88	150
Gain à la vente d'actifs	–	16	–	16
Impôts sur les bénéfices	(470)	(208)	195	(483)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées	(75)	–	(22)	(97)
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>	<b>686</b>	<b>514</b>	<b>10</b>	<b>1 210</b>
<i>Exercice terminé le 31 décembre 2006 (en millions de dollars)</i>				
Produits	3 990	3 530	–	7 520
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	(1 380)	(1 024)	(7)	(2 411)
Achats de produits de base revendus	–	(1 707)	–	(1 707)
Amortissement	(927)	(131)	(1)	(1 059)
	<b>1 683</b>	<b>668</b>	<b>(8)</b>	<b>2 343</b>
Charges financières	(711)	–	(117)	(828)
Charges financières des coentreprises	(69)	(23)	–	(92)
Intérêts créditeurs et autres produits	100	5	51	156
Gain à la vente d'actifs	23	–	–	23
Impôts sur les bénéfices	(410)	(198)	133	(475)
Participations sans contrôle et dividendes sur les actions privilégiées	(56)	–	(22)	(78)
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	560	452	37	1 049
Bénéfice net découlant des activités abandonnées				28
<b>Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires</b>				<b>1 077</b>

(1) Certains frais, tels que les charges financières indirectes et les impôts sur les bénéfices connexes, ne sont pas ventilés entre les secteurs d'exploitation aux fins de la détermination du bénéfice net de chaque secteur.

**TOTAL DE L'ACTIF**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
Pipelines	<b>25 020</b>	22 024
Énergie	<b>12 006</b>	7 037
Siège social	<b>3 909</b>	2 676
	<b>40 935</b>	31 737

**RENSEIGNEMENTS GÉOGRAPHIQUES**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
<b>Produits<sup>(1)</sup></b>			
Canada – marché intérieur	<b>4 599</b>	5 019	4 956
Canada – exportations	<b>1 125</b>	1 006	972
États-Unis et autres	<b>2 895</b>	2 803	1 592
	<b>8 619</b>	8 828	7 520

<sup>(1)</sup> Les produits sont répartis par pays, selon le pays d'origine des produits ou services.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
<b>Immobilisations corporelles</b>		
Canada	<b>18 041</b>	16 741
États-Unis	<b>10 973</b>	6 564
Mexique	<b>175</b>	147
	<b>29 189</b>	23 452

**DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
Pipelines	<b>1 854</b>	564	560
Énergie	<b>1 266</b>	1 079	976
Siège social	<b>14</b>	8	36
	<b>3 134</b>	1 651	1 572

## NOTE 5 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008			2007		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
<b>Pipelines<sup>(1)</sup></b>						
Réseau principal au Canada						
Pipelines	8 740	4 269	4 471	8 889	4 149	4 740
Postes de compression	3 373	1 399	1 974	3 371	1 303	2 068
Postes de comptage et autres	344	140	204	345	140	205
	<b>12 457</b>	<b>5 808</b>	<b>6 649</b>	12 605	5 592	7 013
En construction	16	–	16	28	–	28
	<b>12 473</b>	<b>5 808</b>	<b>6 665</b>	12 633	5 592	7 041
Réseau de l'Alberta						
Pipelines	5 518	2 637	2 881	5 258	2 504	2 754
Postes de compression	1 552	914	638	1 522	842	680
Postes de comptage et autres	846	317	529	831	297	534
	<b>7 916</b>	<b>3 868</b>	<b>4 048</b>	7 611	3 643	3 968
En construction	354	–	354	120	–	120
	<b>8 270</b>	<b>3 868</b>	<b>4 402</b>	7 731	3 643	4 088
ANR						
Pipelines	976	69	907	772	25	747
Postes de compression	579	61	518	424	32	392
Postes de comptage et autres	686	50	636	483	6	477
	<b>2 241</b>	<b>180</b>	<b>2 061</b>	1 679	63	1 616
En construction	31	–	31	69	–	69
	<b>2 272</b>	<b>180</b>	<b>2 092</b>	1 748	63	1 685
GTN						
Pipelines	1 482	215	1 267	1 181	134	1 047
Postes de compression	562	63	499	436	39	397
Postes de comptage et autres	134	23	111	81	3	78
	<b>2 178</b>	<b>301</b>	<b>1 877</b>	1 698	176	1 522
En construction	30	–	30	31	–	31
	<b>2 208</b>	<b>301</b>	<b>1 907</b>	1 729	176	1 553
Great Lakes	1 875	744	1 131	1 509	552	957
Foothills	1 655	873	782	1 647	819	828
Northern Border	1 530	682	848	1 232	528	704
Keystone – en construction	1 361	–	1 361	158	–	158
Autres <sup>(2)</sup>	2 078	566	1 512	1 705	439	1 266
	<b>8 499</b>	<b>2 865</b>	<b>5 634</b>	6 251	2 338	3 913
	<b>33 722</b>	<b>13 022</b>	<b>20 700</b>	30 092	11 812	18 280
<b>Énergie</b>						
Centrales nucléaires <sup>(3)</sup>	1 604	364	1 240	1 479	286	1 193
Centrales alimentées au gaz naturel et mazout – Ravenswood <sup>(4)</sup>	1 977	22	1 955	s.o. <sup>(5)</sup>	s.o.	s.o.
Centrales alimentées au gaz naturel – autres <sup>(6)</sup>	1 702	504	1 198	1 570	383	1 187
Centrales hydroélectriques	628	48	580	503	28	475
Énergie éolienne	391	18	373	288	6	282
Stockage de gaz naturel	374	46	328	358	33	325
Autres	156	82	74	137	78	59
	<b>6 832</b>	<b>1 084</b>	<b>5 748</b>	4 335	814	3 521
En construction <sup>(7)</sup>	2 687	–	2 687	1 606	–	1 606
	<b>9 519</b>	<b>1 084</b>	<b>8 435</b>	5 941	814	5 127
<b>Siège social</b>	<b>74</b>	<b>20</b>	<b>54</b>	60	15	45
	<b>43 315</b>	<b>14 126</b>	<b>29 189</b>	36 093	12 641	23 452

(1) En 2008, la société a capitalisé 27 millions de dollars (14 millions de dollars en 2007) au titre de la provision pour les fonds utilisés pendant la construction.

(2) Le poste Pipelines – Autres comprend les actifs d'Iroquois, de Portland, de TQM, de Tuscarora et de Tamazunchale.

(3) Comprend les actifs faisant l'objet de contrats de location-acquisition liés à Bruce Power.

(4) TCPL s'est portée acquéreur de Ravenswood le 26 août 2008.

(5) Sans objet, puisqu'il n'y a aucuns chiffres correspondants pour les exercices antérieurs.

(6) Certaines installations de production d'électricité qui détiennent des CAE à long terme sont comptabilisées en tant qu'actifs aux termes de contrats de location-exploitation. Au 31 décembre 2008, la valeur comptable nette de ces installations était de 77 millions de dollars (78 millions de dollars en 2007). En 2008, des produits de 14 millions de dollars (16 millions de dollars en 2007) ont été constatés relativement à la vente d'électricité aux termes des CAE connexes.

(7) Les actifs en construction du secteur de l'énergie comprennent principalement les dépenses engagées pour la remise à neuf et en service de Bruce A ainsi que pour la construction des installations de Halton Hills, de Portland Energy, du projet éolien Kibby et de Coolidge.

**NOTE 6 ÉCART D'ACQUISITION**

La société a constaté l'écart d'acquisition suivant au titre de ses acquisitions aux États-Unis :

(en millions de dollars)	Pipelines	Énergie	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2007	281	–	281
Acquisition d'ANR	2 235	–	2 235
Acquisition de participations supplémentaires dans Great Lakes	573	–	573
Acquisition d'une participation supplémentaire dans Tuscarora	3	–	3
Change et rajustements	(459)	–	(459)
Solde au 31 décembre 2007	2 633	–	2 633
Acquisition de Ravenswood	–	949	949
Change et rajustements	749	66	815
<b>Solde au 31 décembre 2008</b>	<b>3 382</b>	<b>1 015</b>	<b>4 397</b>

**NOTE 7 AUTRES ÉLÉMENTS D'ACTIF**

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
CAE <sup>(1)</sup>	651	709
Contrat de location-exploitation payé d'avance <sup>(2)</sup>	369	s.o.
Régimes de retraite et autres régimes d'avantages sociaux (note 22)	234	234
Actifs réglementaires (note 14)	201	336
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 18)	191	204
Prêts et avances <sup>(3)</sup> (note 24)	140	137
Coûts d'élaboration de projets reportés <sup>(4)</sup>	116	40
Participations comptabilisées à la valeur de consolidation <sup>(5)</sup>	85	63
Autres	241	217
	<b>2 228</b>	1 940

(1) Les montants qui suivent au titre des CAE sont inclus dans les états financiers consolidés :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008			2007		
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette
CAE	915	264	651	915	206	709

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008, la dotation aux amortissements pour les CAE a totalisé 58 millions de dollars (58 millions de dollars en 2007; 58 millions de dollars en 2006). La dotation aux amortissements annuelle prévue pour chacun des cinq prochains exercices est de 58 millions de dollars en 2009, 58 millions de dollars en 2010, 57 millions de dollars en 2011, 57 millions de dollars en 2012 et 57 millions de dollars en 2013.

- (2) Le solde au 31 décembre 2008 représente la tranche à long terme d'un contrat de location-exploitation payé d'avance faisant partie de l'acquisition de Ravenswood. La charge annuelle prévue relativement au contrat de location-exploitation pour chacun des cinq prochains exercices est de 10 millions de dollars US.
- (3) Le solde au 31 décembre 2008 représente un prêt de 140 millions de dollars (137 millions de dollars en 2007) consenti à l'Aboriginal Pipeline Group (« APG ») afin de financer l'APG pour sa part de un tiers des coûts d'élaboration de projet liés au projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie. La capacité de recouvrer ce placement dépend toujours de la réussite du projet.
- (4) Le solde au 31 décembre 2008 comprend un montant de 74 millions de dollars (néant en 2007) relativement à l'expansion du projet d'oléoduc Keystone et un montant de 42 millions de dollars pour le projet de pipeline Bison. Le solde de 40 millions de dollars au 31 décembre 2007 se rapportait au projet de GNL de Broadwater et, en 2008, TCPL a radié des coûts capitalisés de 41 millions de dollars relativement à ce projet après que le Département d'État de New York ait rejeté la proposition de construction de cette installation.
- (5) Le solde se rapporte principalement à la participation de 46,5 % que détient la société dans TransGas.

## NOTE 8 PARTICIPATIONS DANS DES COENTREPRISES

(en millions de dollars)	Pourcentage de participation au 31 décembre 2008	Quote-part de TCPL				
		Bénéfice (perte) avant les impôts sur les bénéfices Exercices terminés les 31 décembre			Actif net Aux 31 décembre	
		2008	2007	2006	2008	2007
<b>Pipelines</b>						
Northern Border <sup>(1)</sup>		<b>59</b>	67	52	<b>479</b>	415
Iroquois	44,5 %	<b>32</b>	25	25	<b>239</b>	163
TQM	50,0 %	<b>12</b>	11	11	<b>69</b>	74
Keystone	61,9 % <sup>(2)</sup>	<b>(7)</b>	s.o.	s.o.	<b>906</b>	207
Great Lakes <sup>(3)</sup>		–	13	69	–	–
Autres	Divers	<b>15</b>	13	6	<b>70</b>	48
<b>Énergie</b>						
Bruce A	48,9 %	<b>46</b>	8	75	<b>2 012</b>	1 640
Bruce B	31,6 %	<b>136</b>	140	140	<b>429</b>	325
CrossAlta	60,0 %	<b>44</b>	59	64	<b>56</b>	38
Cartier énergie éolienne	62,0 % <sup>(4)</sup>	<b>12</b>	10	2	<b>365</b>	275
TC Turbines	50,0 %	<b>9</b>	5	5	<b>31</b>	29
Portlands Energy	50,0 %	–	–	–	<b>334</b>	269
ASTC Power Partnership	50,0 % <sup>(5)</sup>	–	–	–	<b>70</b>	76
		<b>358</b>	351	449	<b>5 060</b>	3 559

(1) En avril 2006, PipeLines LP a fait l'acquisition d'une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border, ce qui porte sa participation de commandité à 50 %. En raison de la participation de 32,1 % de TCPL dans PipeLines LP, Northern Border est devenue une entité contrôlée conjointement, et TCPL a commencé à consolider proportionnellement et prospectivement sa participation dans Northern Border. Aux 31 décembre 2008 et 2007, la participation effective de la société dans Northern Border, déduction faite des participations sans contrôle, était de 16,1 %.

(2) En décembre 2007, ConocoPhillips a exercé son option de devenir associé à 50 % de TCPL dans Keystone. Par conséquent, TCPL a transféré des actifs nets de 207 millions de dollars et ConocoPhillips a fait un apport de 207 millions de dollars au comptant et chaque société est devenue partenaire à 50 % dans la coentreprise de Keystone. En 2008, TCPL a convenu de hausser sa participation en actions dans les partenariats de Keystone pour la porter à 79,99 %. La participation en actions de ConocoPhillips sera par le fait même ramenée à 20,01 %. Il est prévu que la participation de TCPL augmentera en raison de son financement à 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux des participants au projet correspondent à leurs participations révisées. Au 31 décembre 2008, la participation en actions de TCPL dans les partenariats de Keystone était d'environ 61,9 % (50,0 % au 31 décembre 2007); toutefois, les décisions stratégiques, opérationnelles et financières dans le cadre du projet sont prises conjointement avec ConocoPhillips.

(3) En février 2007, TCPL a fait l'acquisition d'une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes, ce qui porte sa participation directe à 53,6 %, et PipeLines LP a acquis une participation de 46,4 % dans Great Lakes, ce qui se traduit par une participation indirecte de 14,9 % dans Great Lakes pour TCPL. À la suite de ces opérations, la participation effective de la société dans Great Lakes (déduction faite des participations sans contrôle) s'établissait à 68,5 % aux 31 décembre 2008 et 2007. TCPL consolide prospectivement sa participation dans Great Lakes depuis le 22 février 2007.

(4) TCPL consolide proportionnellement sa participation de 62 % dans les actifs de Cartier énergie éolienne. Les trois premières phases du projet en six phases de Cartier énergie éolienne, Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau et Carleton sont entrées en exploitation respectivement en novembre 2006, 2007 et 2008.

(5) La société possède une participation de 50 % dans ASTC Power Partnership, société de personnes de l'Alberta qui détient la CAE de Sundance B. Les volumes d'électricité sous-jacents liés à cette participation sont effectivement transférés à TCPL.

**Information financière sommaire sur les coentreprises**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
<b>Bénéfice</b>			
Produits	<b>1 264</b>	1 305	1 382
Coûts d'exploitation des centrales et autres coûts	<b>(683)</b>	(736)	(686)
Amortissement	<b>(154)</b>	(150)	(163)
Charges financières et autres	<b>(69)</b>	(68)	(84)
Quote-part du bénéfice avant les impôts sur les bénéfices des coentreprises	<b>358</b>	351	449

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
<b>Flux de trésorerie</b>			
Activités d'exploitation	<b>1 067</b>	420	645
Activités d'investissement	<b>(2 031)</b>	(761)	(641)
Activités de financement <sup>(1)</sup>	<b>952</b>	409	(31)
Incidence de la variation des taux de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	<b>23</b>	(8)	9
Quote-part de l'augmentation (de la diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	<b>11</b>	60	(18)

<sup>(1)</sup> Les activités de financement comprenaient des sorties de fonds résultant des distributions de 287 millions de dollars en 2008 (361 millions de dollars en 2007; 470 millions de dollars en 2006) versées à TCPL et des rentrées de fonds résultant des apports de capitaux de 1 067 millions de dollars en 2008 (771 millions de dollars en 2007; 452 millions de dollars en 2006) versés par TCPL.

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
<b>Bilans</b>		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>181</b>	170
Autres actifs à court terme	<b>159</b>	343
Immobilisations corporelles	<b>6 341</b>	4 283
Autres actifs (montants reportés), montant net	<b>45</b>	(69)
Passif à court terme	<b>(793)</b>	(293)
Dette à long terme	<b>(871)</b>	(873)
Impôts futurs	<b>(2)</b>	(2)
Quote-part de l'actif net des coentreprises	<b>5 060</b>	3 559

**NOTE 9 ACQUISITIONS ET CESSIONS****Acquisitions****Pipelines****Keystone**

En 2008, TCPL a convenu de hausser sa participation en actions dans les partenariats de Keystone pour la porter de 50 % à 79,99 %, la participation en actions de ConocoPhillips étant par le fait même ramenée à 20,01 %. Il est prévu que la participation de TCPL augmentera en raison de son financement à 100 % des dépenses de construction jusqu'à ce que les apports de capitaux des participants au projet correspondent à leurs participations révisées. Aux termes de cet accord, TCPL a financé 362 millions de dollars des appels de fonds, ce qui a donné lieu à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 12 % en contrepartie de 176 millions de dollars, portant la participation de TCPL à 62 % au 31 décembre 2008. TCPL continue de consolider proportionnellement les résultats des partenariats de Keystone.

En 2008, Keystone a acheté au réseau principal au Canada les installations pipelinières situées en Saskatchewan et au Manitoba, qui seront utilisées dans le cadre de la construction de l'oléoduc Keystone. La vente a été réalisée en trois étapes pour un produit total de 65 millions de dollars, aucun gain n'ayant été constaté dans le cadre de l'opération.

**ANR et Great Lakes**

Le 22 février 2007, TCPL a acheté à El Paso Corporation une participation de 100 % dans American Natural Resources Company et ANR Storage Company (collectivement, « ANR ») et une participation supplémentaire de 3,6 % dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (« Great Lakes ») au prix total de 3,4 milliards de dollars US, y compris la dette à long terme de 491 millions de dollars US prise en charge. Les acquisitions ont été comptabilisées selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats d'ANR et de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Le prix d'achat a été ventilé comme suit :

**Répartition du prix d'achat**

(en millions de dollars US)	ANR	Great Lakes	Total
Actif à court terme	250	4	254
Immobilisations corporelles	1 617	35	1 652
Autres actifs à long terme	83	–	83
Écart d'acquisition	1 945	32	1 977
Passif à court terme	(179)	(3)	(182)
Dette à long terme	(475)	(16)	(491)
Autres passifs à long terme	(357)	(19)	(376)
	2 884	33	2 917

**Acquisition d'une participation dans Great Lakes par TC PipeLines, LP**

Le 22 février 2007, PipeLines LP a acheté à El Paso Corporation une participation de 46,4 % dans Great Lakes au prix de 942 millions de dollars US, y compris la dette à long terme de 209 millions de dollars US prise en charge. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Great Lakes avec ceux du secteur des pipelines postérieurement à la date d'acquisition. Depuis février 2007, la participation effective de TCPL dans Great Lakes s'établit à 68,5 % et regroupe la participation directe de la société ainsi que sa participation indirecte par l'intermédiaire de PipeLines LP. Le prix d'achat a été ventilé comme suit :

**Répartition du prix d'achat**

(en millions de dollars US)	
Actif à court terme	42
Immobilisations corporelles	465
Autres actifs à long terme	1
Écart d'acquisition	457
Passif à court terme	(23)
Dette à long terme	(209)
	733

Pour ces opérations, le prix d'achat a été ventilé à l'aide de la juste valeur des actifs nets à la date d'acquisition. Les droits d'ANR et de Great Lakes sont visés par la réglementation des tarifs en fonction des coûts historiques. Par conséquent, les actifs nets réglementés, autres que le gaz détenu à des fins de vente, ont une juste valeur égale à leur valeur établie en fonction de la réglementation des tarifs.

Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité de prendre de l'expansion aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle de la société dans le secteur du transport de gaz en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition relativement aux opérations de TCPL visant ANR et Great Lakes n'est pas amortissable aux fins de l'impôt. L'écart d'acquisition relativement aux opérations de PipeLines LP visant Great Lakes n'est pas amortissable aux fins de l'impôt.

**Placement privé de TC PipeLines, LP**

En février 2007, PipeLines LP a réalisé un placement privé de 17 356 086 parts ordinaires au prix de 34,57 \$ US la part. TCPL a acheté 50 % des parts en contrepartie de 300 millions de dollars US. De plus, TCPL a investi un montant supplémentaire de 12 millions de dollars US pour maintenir sa participation de commandité dans PipeLines LP. À la suite de ces placements supplémentaires, la participation de TCPL dans PipeLines LP a été portée à 32,1 % le 22 février 2007. Au total, le placement privé et la participation supplémentaire de TCPL ont donné lieu à un produit brut de 612 millions de dollars US pour PipeLines LP, qui a servi à financer en partie l'acquisition d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes.

**Tuscarora**

En décembre 2007, PipeLines LP a exercé son option d'achat du solde de la participation de Sierra Pacific Resources, soit de 1 %, dans Tuscarora Gas Transmission Company (« Tuscarora ») au prix de 2 millions de dollars US. PipeLines LP a également acheté la participation de 1 % de TCPL dans Tuscarora au prix de 2 millions de dollars US. Depuis décembre 2007, PipeLines LP détient une participation de 100 % dans Tuscarora, ce qui a porté la participation effective de TCPL à 32,1 %, déduction faite des participations sans contrôle.

En décembre 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire de 49 % dans Tuscarora au prix de 100 millions de dollars US sans compter la dette de 37 millions de dollars US indirectement prise en charge. Le prix d'achat a été ventilé comme suit : 79 millions de dollars US ont été affectés à l'écart d'acquisition, 37 millions de dollars US ont été imputés à la dette à long terme, et le reste a été imputé principalement aux immobilisations corporelles. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion et une position concurrentielle plus solide. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt. PipeLines LP a commencé à consolider son placement dans Tuscarora en décembre 2006.

**Northern Border**

En avril 2006, PipeLines LP a acheté une participation de commandité supplémentaire de 20 % dans Northern Border Pipeline Company (« Northern Border ») au prix de 307 millions de dollars US, sans compter la dette de 122 millions de dollars US indirectement prise en charge. Le prix d'achat a été ventilé comme suit : 114 millions de dollars US ont été affectés à l'écart d'acquisition, 122 millions de dollars US ont été imputés à la dette à long terme, et le reste a été imputé principalement aux immobilisations corporelles. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent les possibilités d'expansion et une position concurrentielle plus solide. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt. Depuis avril 2006, PipeLines LP détient une participation de 50 % dans Northern Border, ce qui a porté la participation effective de TCPL à 16,1 %, déduction faite des participations sans contrôle.

**Énergie****Ravenswood**

Le 26 août 2008, TCPL a fait l'acquisition, auprès de National Grid plc, de 100 % de la centrale électrique de Ravenswood d'une puissance de 2 480 MW en contrepartie de 2,9 milliards de dollars US, sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture. L'achat a été comptabilisé selon la méthode de l'acquisition. TCPL a commencé à consolider les résultats de Ravenswood avec ceux du secteur de l'énergie postérieurement à la date d'acquisition.

Au 31 décembre 2008, le prix d'achat a été provisoirement ventilé comme suit :

**Répartition du prix d'achat**

(en millions de dollars US)

Actif à court terme	149
Immobilisations corporelles	1 666
Autres actifs à long terme	305
Écart d'acquisition	835
Passif à court terme	(19)
Autres passifs à long terme	(20)
	2 916

Sous réserve de certains ajustements postérieurs à la clôture, le prix d'achat a été provisoirement ventilé à l'aide de la juste valeur de l'actif net à la date d'acquisition. Les facteurs contribuant à l'écart d'acquisition comprennent la possibilité d'assurer une expansion accrue du secteur de l'énergie aux États-Unis et de consolider la position concurrentielle dans le secteur de la production d'électricité en Amérique du Nord. L'écart d'acquisition constaté dans le cadre de cette opération est amortissable aux fins de l'impôt.

**Cessions****Pipelines****Participation dans Northern Border Partners, L.P.**

En avril 2006, TCPL a vendu sa participation de commandité de 17,5 % dans Northern Border Partners, L.P. pour un produit net d'environ 33 millions de dollars (30 millions de dollars US), et la société a constaté un gain après les impôts de 13 millions de dollars. Le gain net a été comptabilisé dans les résultats du secteur des pipelines, et, à la suite de cette opération, la société a inscrit une charge fiscale de 10 millions de dollars, y compris une charge de 12 millions de dollars au titre des impôts exigibles.

**Énergie****Vente de terrains en Ontario**

En novembre 2007, l'entreprise d'énergie de TCPL a vendu des terrains en Ontario qui étaient précédemment détenus à des fins d'aménagement, pour un produit net d'environ 37 millions de dollars, et la société a constaté un gain à la vente après les impôts de 14 millions de dollars.

## NOTE 10 DETTE À LONG TERME

(Encours en millions de dollars, sauf indication contraire)	Dates de remboursement	2008		2007	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>(1)</sup>	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt <sup>(1)</sup>
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b>					
Débentures					
En dollars CA	2009 à 2020	1 251	10,8 %	1 351	10,9 %
En dollars US (600 \$ US en 2008 et 2007) <sup>(2)</sup>	2012 à 2021	734	9,5 %	594	9,5 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA <sup>(3)</sup>	2009 à 2031	3 653	5,3 %	3 413	6,1 %
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (4 723 \$ US en 2008, 3 223 \$ US en 2007) <sup>(4)</sup>	2009 à 2038	5 751	6,3 %	3 161	6,0 %
		<b>11 389</b>		<b>8 519</b>	
<b>NOVA GAS TRANSMISSION LTD.</b>					
Débentures et billets					
En dollars CA	2010 à 2024	439	11,5 %	501	11,6 %
En dollars US (375 \$ US en 2008 et 2007)	2012 à 2023	457	8,2 %	368	8,2 %
Billets à moyen terme					
En dollars CA	2025 à 2030	502	7,4 %	607	7,2 %
En dollars US (33 \$ US en 2008 et 2007)	2026	39	7,5 %	32	7,5 %
		<b>1 437</b>		<b>1 508</b>	
<b>TRANSCANADA PIPELINE USA LTD.</b>					
Emprunt bancaire					
En dollars US (700 \$ US en 2008, 860 \$ US en 2007)	2012	857	2,4 %	850	5,7 %
<b>ANR PIPELINE COMPANY</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (444 \$ US en 2008 et 2007)	2010 à 2025	541	9,1 %	435	9,1 %
<b>GAS TRANSMISSION NORTHWEST CORPORATION</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (400 \$ US en 2008 et 2007)	2010 à 2035	488	5,4 %	399	5,4 %
<b>TC PIPELINES, LP</b>					
Emprunt non garanti					
En dollars US (475 \$ US en 2008, 507 \$ US en 2007)	2011	580	2,7 %	499	6,2 %
<b>GREAT LAKES GAS TRANSMISSION LIMITED PARTNERSHIP</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (430 \$ US en 2008, 440 \$ US en 2007)	2011 à 2030	526	7,8 %	434	7,8 %
<b>TUSCARORA GAS TRANSMISSION COMPANY</b>					
Billets de premier rang non garantis					
En dollars US (64 \$ US en 2008, 69 \$ US en 2007)	2010 à 2012	78	7,4 %	67	7,4 %
<b>PORTLAND NATURAL GAS TRANSMISSION SYSTEM</b>					
Billets de premier rang garantis					
En dollars US (196 \$ US en 2008, 211 \$ US en 2007) <sup>(5)</sup>	2018	236	6,1 %	205	6,1 %
<b>AUTRES</b>					
Billets de premier rang					
En dollars US (18 \$ US en 2008, 17 \$ US en 2007)	2011	22	7,3 %	17	7,3 %
		<b>16 154</b>		<b>12 933</b>	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an		<b>786</b>		<b>556</b>	
		<b>15 368</b>		<b>12 377</b>	

- (1) Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant aux titres de créance à long terme émis dans le cadre des activités réglementées de la société, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs.
- (2) Comprend les rajustements de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres de créance de 50 millions de dollars US aux 31 décembre 2008 et 2007.
- (3) Comprend les rajustements de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres de créance de 50 millions de dollars au 31 décembre 2008 (150 millions de dollars en 2007).
- (4) Comprend les rajustements de la juste valeur des swaps de taux d'intérêt visant des titres de créance de 150 millions de dollars US aux 31 décembre 2008 et 2007.
- (5) Les billets de premier rang garantis le sont au moyen des contrats de transport conclus avec les expéditeurs, des garanties existantes et nouvelles, des lettres de crédit et des sûretés accessoires.

### Remboursements de capital

Les remboursements de capital sur la dette à long terme de la société pour les cinq prochains exercices s'établissent approximativement comme suit : 786 millions de dollars en 2009; 531 millions de dollars en 2010; 1 014 millions de dollars en 2011, 1 370 millions de dollars en 2012 et 1 180 millions de dollars en 2013.

### Prospectus préalables visant l'émission de titres de créance – TransCanada PipeLines Limited

En janvier 2009, la société a déposé un prospectus préalable aux États-Unis qui lui permet d'offrir des titres de créance pour un montant de 3,0 milliards de dollars US.

En mars 2007, la société a déposé des prospectus préalables au Canada et aux États-Unis qui lui permettent d'offrir respectivement des billets à moyen terme pour un montant de 1,5 milliard de dollars et des titres de créance pour un montant de 1,5 milliard de dollars US.

Postérieurement à l'émission de titres de créance de février 2009 dont il est fait mention ci-dessous, la société avait à sa disposition des fonds de 300 millions de dollars aux termes de son prospectus préalable au Canada.

En septembre 2007, la société a remplacé le prospectus préalable américain de mars 2007 par un prospectus préalable de 2,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2008, la société avait prélevé tous les fonds qu'elle avait à sa disposition aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007.

### TransCanada PipeLines Limited

Le 17 février 2009, TCPL a réalisé l'émission de billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en février 2014 pour une valeur de 300 millions de dollars ainsi que de billets à moyen terme portant intérêt à 8,05 % et échéant en février 2039 pour une valeur de 400 millions de dollars. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable d'une valeur de 1,5 milliard de dollars déposé au Canada en mars 2007.

Le 9 janvier 2009, TCPL a émis des billets de premier rang non garantis pour une valeur de 750 millions de dollars US et de 1,25 milliard de dollars US échéant respectivement en janvier 2019 et en janvier 2039 et portant intérêt au taux de respectivement 7,125 % et de 7,625 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable américain de janvier 2009.

En août 2008, TCPL a émis des billets à moyen terme portant intérêt à 5,05 % et échéant en août 2013 pour une valeur de 500 millions de dollars aux termes du prospectus préalable canadien de mars 2007.

En août 2008, TCPL a émis des billets de premier rang non garantis pour une valeur de 850 millions de dollars US et de 650 millions de dollars US échéant respectivement en août 2018 et en août 2038 et portant intérêt au taux de respectivement 6,50 % et de 7,25 %. Ces billets ont été émis aux termes du prospectus préalable américain de septembre 2007.

En octobre 2007, TCPL a émis des billets de premier rang non garantis d'une valeur de 1,0 milliard de dollars US aux termes du prospectus préalable déposé aux États-Unis en septembre 2007.

### NOVA Gas Transmission Ltd.

Les débentures émises par NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), d'un montant de 225 millions de dollars, sont assorties de dispositions de remboursement par anticipation qui donnent aux porteurs le droit d'exiger, aux dates de remboursement précisées, le remboursement d'un

maximum de 8 % du montant en capital alors impayé, majoré des intérêts courus et impayés. Aucun remboursement n'avait été effectué au 31 décembre 2008.

#### TransCanada PipeLine USA Ltd.

En février 2007, TransCanada PipeLines USA Ltd. a mis en place une facilité de crédit consortiale confirmée et non garantie de 1,0 milliard de dollars US se composant d'un prêt à terme de cinq ans de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable et prorogable de cinq ans de 300 millions de dollars US. Aux 31 décembre 2008 et 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à respectivement 700 millions de dollars US et 860 millions de dollars US. En 2008, l'échéance de la tranche renouvelable de la facilité a été reportée jusqu'en février 2013.

#### TC Pipelines, LP

En février 2007, PipeLines LP a augmenté le montant de sa facilité de crédit renouvelable consortiale et d'emprunt à terme liée à l'acquisition d'une participation de 46,4 % dans Great Lakes. Les fonds disponibles aux termes de cette facilité sont passés de 410 millions de dollars US à 950 millions de dollars US, facilité composée d'un emprunt à terme de premier rang de 700 millions de dollars US et d'une facilité de crédit renouvelable de premier rang de 250 millions de dollars US, dont la tranche inutilisée de 194 millions de dollars US de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée au moment de la réalisation de l'acquisition de Great Lakes. En 2008, une tranche supplémentaire de 13 millions de dollars US (18 millions de dollars US en 2007) de l'emprunt à terme de premier rang a été annulée en raison de remboursements de capital. Aux 31 décembre 2008 et 2007, le solde impayé de la facilité de crédit s'établissait à respectivement 475 millions de dollars US et 507 millions de dollars US.

#### Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait l'incidence suivante selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur la juste valeur des titres de créance à taux d'intérêt fixe	(895)	1 014
Incidence sur les intérêts débiteurs des titres de créance à taux d'intérêt variable	2	(2)

#### Charges financières

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2008	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	970	986	849
Intérêts sur les billets subordonnés de rang inférieur	68	43	s.o.
Intérêts sur la dette à court terme	51	28	23
Intérêts capitalisés	(141)	(68)	(60)
Amortissement et autres charges financières <sup>(1)</sup>	14	(28)	16
	<b>962</b>	961	828

<sup>(1)</sup> En 2008 et en 2007, l'amortissement et les autres charges financières comprenaient l'amortissement des coûts de transaction et l'actualisation de la dette calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

La société a effectué des paiements d'intérêt de 869 millions de dollars en 2008 (944 millions de dollars en 2007; 771 millions de dollars en 2006).

## NOTE 11 DETTE À LONG TERME DES COENTREPRISES

Encours (en millions de dollars)	Dates de remboursement	2008		2007	
		Encours au 31 décembre <sup>(1)</sup>	Taux d'intérêt <sup>(2)</sup>	Encours au 31 décembre <sup>(1)</sup>	Taux d'intérêt <sup>(2)</sup>
<b>NORTHERN BORDER PIPELINE COMPANY</b>					
Billets de premier rang non garantis (225 \$ US en 2008, 232 \$ US en 2007)	2009 à 2021	275	7,7 %	229	7,7 %
Facilité de crédit bancaire (96 \$ US en 2008, 83 \$ US en 2007)	2012	116	3,4 %	82	5,3 %
<b>IROQUOIS GAS TRANSMISSION SYSTEM, L.P.</b>					
Billets de premier rang non garantis (160 \$ US en 2008, 165 \$ US en 2007)	2010 à 2027	195	7,6 %	162	7,5 %
Emprunt bancaire (7 \$ US en 2007)		–		7	7,4 %
<b>BRUCE POWER L.P. ET BRUCE POWER A L.P.</b>					
Obligations au titre des contrats de location-acquisition	2018	235	7,5 %	243	7,5 %
Emprunt à terme	2031	95	7,1 %	s.o.	
<b>GAZODUC TRANS QUÉBEC ET MARITIMES INC.</b>					
Obligations	2009 à 2010	137	6,0 %	137	6,0 %
Emprunt à terme	2011	18	1,9 %	28	4,6 %
<b>AUTRES</b>	2009 à 2010	5	5,5 %	15	4,5 %
		<b>1 076</b>		<b>903</b>	
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins de un an des coentreprises		<b>207</b>		<b>30</b>	
		<b>869</b>		<b>873</b>	

<sup>(1)</sup> L'encours représente la quote-part de TCPL.

<sup>(2)</sup> Les taux d'intérêt sont les taux d'intérêt effectifs, exception faite des taux d'intérêt se rapportant à la dette à long terme émise dans le cadre des activités réglementées de TQM, auquel cas le taux d'intérêt moyen pondéré est présenté ainsi que l'exigent les organismes de réglementation. Les taux d'intérêt moyens pondérés et les taux d'intérêt effectifs sont indiqués pour les dates des encours respectifs. Au 31 décembre 2008, en raison des swaps, le taux d'intérêt effectif était de 4,1 % sur la facilité bancaire de Northern Border (néant en 2007). Au 31 décembre 2007, en raison des swaps, le taux d'intérêt effectif était de 7,5 % sur l'emprunt bancaire d'Iroquois.

La dette à long terme des coentreprises ne peut donner lieu à aucun recours contre TCPL, mais TCPL a fourni certaines garanties proportionnelles relativement aux obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power. La garantie fournie relativement à la dette de chaque coentreprise se limite aux droits et aux actifs de la coentreprise et ne s'applique pas aux droits et aux actifs de TCPL, sauf dans la mesure de sa participation. Les obligations de TQM sont garanties par une participation de premier rang dans tous les biens réels et immeubles et droits de TQM, une charge variable sur tous les biens et actifs résiduels et une participation spécifique sur les obligations de TQM Finance Inc. et sur les droits conformément à tous les permis liés aux réseaux de pipelines de TQM et aux ententes de transport de gaz naturel.

Sous réserve du respect de certaines exigences, les contrats de location-acquisition de Bruce Power prévoient des renouvellements à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2019. Le premier renouvellement est pour une période de un an et chacun des 12 renouvellements subséquents est pour une période de deux ans.

En ce qui a trait aux remboursements de capital de la dette sans recours des coentreprises, du fait des échéances et des exigences au titre du fonds d'amortissement, la quote-part de la société pour les cinq prochains exercices s'établit à environ : 194 millions de dollars en 2009; 212 millions de dollars en 2010; 30 millions de dollars en 2011, 126 millions de dollars en 2012 et 8 millions de dollars en 2013.

En ce qui a trait aux paiements de capital, du fait des obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power, la quote-part de la société pour les cinq prochains exercices s'établit à environ : 13 millions de dollars en 2009; 13 millions de dollars en 2010; 15 millions de dollars en 2011, 18 millions de dollars en 2012 et 20 millions de dollars en 2013.

En septembre 2008, Bruce A a contracté un emprunt à terme non garanti de 193 millions de dollars échéant en décembre 2031 et portant intérêt à 7,12 %.

En avril 2007, Northern Border a mis en place une facilité de crédit bancaire non garantie de 250 millions de dollars US d'une durée de cinq ans. Une partie de la facilité bancaire a servi au refinancement de billets de premier rang non garantis de 150 millions de dollars US échus le 1<sup>er</sup> mai 2007.

### Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait les incidences suivantes selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur la juste valeur des titres de créance à taux d'intérêt fixe	(39)	44
Incidence sur les intérêts débiteurs des titres de créance à taux d'intérêt variable	1	(1)

### Charges financières des coentreprises

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2008	2007	2006
Intérêts sur la dette à long terme	45	50	67
Intérêts sur les obligations au titre de contrats de location-acquisition	18	18	19
Intérêts sur la dette à court terme et autres charges financières	7	4	3
Reports et amortissement	2	3	3
	<b>72</b>	75	92

La quote-part des paiements d'intérêt des coentreprises dont la société est redevable s'est établie à 50 millions de dollars en 2008 (45 millions de dollars en 2007; 73 millions de dollars en 2006).

La quote-part des paiements d'intérêt sur les obligations au titre des contrats de location-acquisition de Bruce Power dont la société est redevable s'est établie à 18 millions de dollars en 2008 (18 millions de dollars en 2007; 20 millions de dollars en 2006).

### NOTE 12 BILLETS SUBORDONNÉS DE RANG INFÉRIEUR

<i>Encours (en millions de dollars)</i>	Dates de remboursement	2008		2007	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
<b>TRANSCANADA PIPELINES LIMITED</b> En dollars US (1 000 \$ US en 2008 et 2007)	2017	<b>1 213</b>	<b>6,5 %</b>	975	6,5 %

En avril 2007, TCPL a émis des billets subordonnés de rang inférieur d'un montant de 1,0 milliard de dollars US, échéant en 2067 et portant intérêt au taux de 6,35 % par an jusqu'au 15 mai 2017, date à laquelle le taux d'intérêt sera converti à un taux variable révisé trimestriellement pour correspondre au taux interbancaire offert à Londres (« TIOL ») de trois mois, majoré de 221 points de base. La société peut à son gré reporter le paiement de l'intérêt pour une période allant jusqu'à dix ans sans entraîner un manquement à ses obligations ni susciter de paiement par anticipation conformément aux modalités des billets subordonnés de rang inférieur. Le cas échéant, la société ne serait pas autorisée à verser des dividendes pendant la période de report. En ce qui a trait au droit au paiement, les billets subordonnés de rang inférieur sont subordonnés aux titres de créance de premier rang actuels et futurs, et ils sont subordonnés à tous les titres de créance et obligations de TCPL. Les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables au gré de la société en tout temps à partir du 15 mai 2017 à 100 % de leur montant en capital plus l'intérêt couru et impayé à la date du rachat. En présence de certains événements, les billets subordonnés de rang inférieur sont rachetables plus tôt au gré de la société, en totalité ou en partie, pour un montant égal à 100 % de leur

montant en capital majoré de l'intérêt couru et impayé à la date de rachat ou pour un montant déterminé par une formule spécifiée conformément aux modalités dont ils sont assortis, selon le plus élevé des deux montants. Les billets subordonnés de rang inférieur ont été émis aux termes du prospectus préalable américain déposé en mars 2007.

### Sensibilité

Une variation de 1 % dans les taux d'intérêt aurait les incidences suivantes selon l'hypothèse que toutes les autres variables demeurent constantes :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur la juste valeur des billets subordonnés de rang inférieur	(45)	49

### NOTE 13 MONTANTS REPORTÉS

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	2008	2007
Juste valeur des contrats d'instruments dérivés (note 18)	694	205
Passifs réglementaires (note 14)	551	525
Régimes d'avantages sociaux (note 22)	219	196
Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations (note 21)	114	88
Autres	141	93
	<b>1 719</b>	<b>1 107</b>

### NOTE 14 ENTREPRISES RÉGLEMENTÉES

Les entreprises réglementées de TCPL comprennent les gazoducs canadiens et américains. Les actifs et les passifs réglementaires représentent les produits futurs que la société prévoit récupérer auprès des clients ou leur rembourser. Cette situation découle de certains coûts et de certains produits générés pendant l'exercice courant ou au cours d'exercices antérieurs qui peuvent être recouverts des, ou remboursés aux, expéditeurs s'il est déterminé, par le truchement de la tarification, qu'il y a eu sous-recouvrement ou sur-recouvrement des produits. Les actifs et les passifs réglementaires sont constatés seulement après leur approbation par les organismes de réglementation pertinents. Outre l'information financière communiquée conformément aux PCGR, ces pipelines réglementés déposent des rapports financiers fondés sur les règlements comptables adoptés par les organismes de réglementation auxquels ils sont assujettis.

#### Établissements réglementés au Canada

Les services de transport de gaz naturel au Canada sont fournis aux termes de tarifs de transport de gaz qui prévoient le recouvrement des coûts, y compris le remboursement du capital et le rendement du capital, selon les modalités approuvées par les organismes de réglementation pertinents.

Les tarifs demandés par TCPL pour les gazoducs réglementés détenus en totalité ou en partie au Canada sont habituellement fixés par le truchement d'un processus qui exige le dépôt d'une demande de modification tarifaire auprès de l'organisme de réglementation. Les tarifs réglementés sont fonction des besoins en produits annuels totaux, qui comprennent un taux précis de rendement annuel du capital investi, notamment les titres de créance et les capitaux propres, ainsi que toutes les charges d'exploitation nécessaires, les impôts et l'amortissement.

Les gazoducs réglementés de TCPL au Canada sont généralement assujettis à une réglementation fondée sur le modèle du coût du service, selon lequel les coûts prévus, y compris un rendement du capital, correspondent aux produits de l'exercice à venir. Dans la mesure où les coûts et les produits réels sont supérieurs ou inférieurs aux coûts et aux produits prévus, les organismes de réglementation permettent généralement de reporter l'écart à un exercice futur et de le recouvrer ou de le rembourser à partir des tarifs de la période visée. Les coûts pour lesquels les organismes de réglementation ne permettent pas de reporter l'écart entre les coûts réels et ceux prévus sont inclus dans le calcul du bénéfice net de l'exercice au cours duquel les coûts en question sont engagés.

Le réseau principal au Canada, Foothills et TQM sont assujettis à la réglementation de l'ONÉ en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie (Canada)*. Le réseau de l'Alberta est assujetti à la réglementation de l'AUC en vertu de la *Gas Utilities Act (Alberta)* et de la *Pipeline Act (Alberta)*. L'AUC assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations du réseau de l'Alberta, de même que les modalités et les conditions de service, y compris les tarifs. L'ONÉ assure la réglementation de la construction et de l'exploitation des installations ainsi que les modalités de service, y compris les tarifs, des réseaux de transport de la société et d'autres réseaux de gazoducs.

réglementés au Canada. Le réseau de l'Alberta a déposé une demande auprès de l'ONÉ sollicitant l'application de la compétence de l'ONÉ plutôt que de celle de l'AUC pour son réseau. La décision de l'ONÉ est attendue au premier trimestre de 2009.

#### **Réseau principal au Canada**

Le réseau principal au Canada est actuellement exploité aux termes d'un règlement tarifaire quinquennal s'appliquant du 1<sup>er</sup> janvier 2007 au 31 décembre 2011. Le coût du capital du réseau principal au Canada utilisé pour déterminer les droits aux termes du règlement tient compte d'un taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires, selon ce qui a été déterminé d'après la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires permis pour le réseau principal au Canada en 2008 était de 8,71 % (8,46 % en 2007). Le reste de la structure des capitaux se compose de titres de créance à court et à long terme à la suite du rachat convenu de titres privilégiés de 460 millions de dollars US en 2007.

Le règlement établit en outre les coûts fixes d'exploitation, d'entretien et d'administration du réseau principal au Canada pour chaque année de sa durée d'application de cinq ans. Toute variation entre les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration réels et ceux convenus dans le règlement est imputable à TCPL entre 2007 et 2009. Les variations de ces coûts seront partagées également entre TCPL et ses clients en 2010 et en 2011. Tous les autres éléments de coûts inclus dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice. Le règlement prévoit en outre des accords incitatifs axés sur le rendement qui procurent des avantages réciproques à TCPL et à ses clients.

#### **Réseau de l'Alberta**

En mars 2008, Nova Gas Transmission Ltd. (« NGTL ») a conclu, avec les parties prenantes intéressées, un règlement sur les besoins en produits pour 2008 et 2009, pour le réseau de l'Alberta. En décembre 2008, l'AUC a approuvé le règlement au sujet des besoins en produits du réseau de 2008-2009, qui est en vigueur tout au long de la période de deux ans visée.

Dans le cadre du règlement, des coûts fixes ont été déterminés pour certains coûts d'exploitation, le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et les impôts sur les bénéfices. Toute variation entre les coûts réels et ceux convenus dans le règlement sont imputables à TCPL, sous réserve des mécanismes d'ajustement du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires et des impôts sur les bénéfices. Tous les autres coûts dans les besoins en produits sont comptabilisés selon la méthode d'imputation à l'exercice.

#### **Autres gazoducs au Canada**

L'ONÉ approuve les droits en fonction du coût du service annuel pour Foothills et TQM. L'ONÉ permet à chaque gazoduc d'imputer un barème de droits fondé sur le coût du service estimatif. Ce barème de droits est appliqué pour une année donnée jusqu'à ce qu'un nouveau barème soit déposé pour l'exercice suivant. Les différences entre le coût du service estimatif et le coût du service réel sont incluses dans les droits de l'exercice suivant.

Le taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de Foothills, qui est fondé sur la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires autorisée par l'ONÉ, a été de 8,71 % en 2008 (8,46 % en 2007), en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 36 %.

En septembre 2008, l'ONÉ a approuvé la demande présentée par TQM sollicitant l'approbation d'un règlement de trois ans partiellement négocié avec les intéressés au sujet de toutes les questions de service visées, exception faite du coût du capital et des impôts sur les bénéfices connexes pour la période allant de 2007 à 2009. En décembre 2007, TQM a déposé auprès de l'ONÉ une demande visant le coût du capital pour 2007 et 2008. Cette demande sollicite l'approbation d'un taux de rendement de 11 % sur un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 40 %. L'ONÉ a tenu une audience au sujet de la demande qui a pris fin en octobre 2008, et la décision de l'ONÉ est attendue au début de 2009. Les droits de TQM sont actuellement fondés sur la formule du taux de rendement des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires de l'ONÉ, en fonction d'un ratio des capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires réputé de 30 %. Les droits de TQM demeureront provisoirement en vigueur jusqu'à ce qu'une décision soit rendue au sujet de la demande. Tout rajustement des droits provisoires sera constaté conformément à cette décision.

#### **Établissements réglementés aux États-Unis**

Les gazoducs détenus en totalité ou en partie par TCPL aux États-Unis sont des « sociétés gazières » exploitées en vertu des dispositions de la *Natural Gas Act of 1938*, de la *Natural Gas Policy Act of 1978* et de la *Energy Policy Act of 2005*, et ils sont assujettis à la réglementation de la FERC. La *Natural Gas Act of 1938* confère à la FERC l'autorité sur la construction et l'exploitation des gazoducs et des installations connexes. La FERC possède également l'autorité de réglementer les tarifs pour le transport de gaz naturel entre les États.

#### **ANR**

Les activités d'ANR sont principalement réglementées par la FERC. Les services de transport et de stockage de gaz naturel d'ANR qui sont réglementés par la FERC sont également soumis aux droits approuvés. Les tarifs d'ANR Pipeline ont été établis conformément à un règlement approuvé au titre d'une ordonnance de la FERC émise en février 1998. Ils sont entrés en vigueur en novembre 1997. Ces tarifs prennent la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle ANR a le droit d'accorder des remises ou de négocier de façon non discriminatoire. Les tarifs d'ANR Storage avaient été établis conformément à un règlement approuvé par la FERC en avril 1990. Ils sont entrés en vigueur en juin 1990. Quelle que soit l'activité réglementée par la FERC, ANR n'est pas tenue de présenter à une date quelconque une demande en vue de l'approbation de nouveaux tarifs, pas plus qu'elle n'est tenue de ne pas en présenter.

**GTN**

GTN est réglementée par la FERC. Ses deux réseaux de gazoducs, soit le réseau de GTN et North Baja, sont exploités conformément aux tarifs approuvés par la FERC qui prévoient des taux maximaux et minimaux, pour divers types de services. Sous réserve de l'absence de pratiques discriminatoires, les pipelines ont le droit d'accorder des remises sur les tarifs ou de négocier ces derniers. Le réseau de GTN et ses clients ont conclu un règlement tarifaire en novembre 2007, que la FERC a approuvé en janvier 2008. Les résultats financiers de GTN en 2007 tenaient compte de ce règlement. En 2008, le réseau de GTN a remboursé à ses clients les montants perçus en sus des tarifs stipulés dans le règlement pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2007 au 31 octobre 2007. Le règlement prévoit un moratoire de cinq ans qui interdit au réseau de GTN et aux parties au règlement de prendre certaines mesures pendant cette période, notamment d'effectuer des dépôts, en vertu de la *Natural Gas Act of 1938*. Le réseau de GTN est également tenu de déposer un dossier tarifaire au cours des sept prochaines années. Les tarifs relatifs à la capacité de North Baja ont été établis en 2002 dans le décret initial de la FERC homologuant la construction et l'exploitation de North Baja.

**Great Lakes**

Les droits et tarifs de Great Lakes sont assujettis à la réglementation de la FERC. En 2000, Great Lakes a négocié avec ses clients un règlement tarifaire général déterminant les tarifs actuellement en vigueur. Il stipule les droits courants en vigueur. Le règlement est venu à échéance le 31 octobre 2005 et il ne comprenait aucune exigence de dépôt d'une demande de nouveau tarif ni aucune interdiction de présenter une demande tarifaire. Les services de Great Lakes sont fournis conformément aux tarifs approuvés par la FERC. Ces tarifs prennent notamment la forme d'une fourchette à l'intérieur de laquelle Great Lakes a le droit d'accorder des remises ou de négocier de façon non discriminatoire.

**Portland**

En avril 2008, Portland a déposé un dossier tarifaire en vertu de la *National Gas Act of 1938*, conformément aux modalités du règlement antérieur approuvé par la FERC en 2003. Les tarifs proposés, qui comprennent une hausse tarifaire d'environ 6 %, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> septembre 2008, sous réserve d'un remboursement conformément à une ordonnance de la FERC en date du 1<sup>er</sup> mai 2008. L'audience au sujet du dossier tarifaire devrait commencer en juillet 2009.

**Northern Border**

Northern Border et ses clients ont conclu un règlement en septembre 2006 que la FERC a approuvé en novembre 2006. Le règlement prévoyait les tarifs à long terme maximaux en fonction de la distance parcourue et les frais de transport imputés pour le réseau de Northern Border. Ce dernier prévoyait également des tarifs saisonniers pour les services de transport à court terme. Ces tarifs varient mensuellement. Le règlement comprend un moratoire de trois ans au sujet du dépôt de dossiers tarifaires et de la contestation de ces tarifs par les participants. Il exige en outre que Northern Border dépose un dossier tarifaire général au cours des six prochaines années et que Northern Border fournisse des services conformément à des tarifs négociés ou réduits sans pratiques discriminatoires.

**Actifs et passifs réglementaires**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	Période résiduelle de recouvrement/ règlement (en années)
<b>Actifs réglementaires</b>			
Pertes non réalisées sur instruments dérivés <sup>(1)</sup>	<b>67</b>	106	1 - 5
Effet des variations de change sur le capital de la dette à long terme <sup>(2)</sup>	<b>32</b>	34	21
Impôts reportés sur les coûts de détention capitalisés pendant la construction de l'installation de service <sup>(3)</sup>	<b>26</b>	20	s.o.
Frais d'émission non amortis sur les titres privilégiés <sup>(4)</sup>	<b>18</b>	19	18
Dépenses préliminaires de la phase II <sup>(5)</sup>	<b>16</b>	18	7
Obligations transitoires au titre des autres régimes d'avantages sociaux <sup>(6)</sup>	<b>15</b>	16	8
Avantages complémentaires de retraite non amortis <sup>(7)</sup>	<b>11</b>	13	3 - 5
Actifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette <sup>(8)</sup>	<b>–</b>	85	s.o.
Autres	<b>16</b>	25	s.o.
<b>Total des actifs réglementaires (autres actifs)</b>	<b>201</b>	336	
<b>Passifs réglementaires</b>			
Passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette <sup>(8)</sup>	<b>234</b>	3	1
Gain de change sur le rachat de titres privilégiés, déduction faite d'impôts sur les bénéfices de 10 millions de dollars (15 millions de dollars en 2007) <sup>(4)</sup>	<b>101</b>	150	3
Effet des variations de change sur la dette à long terme <sup>(9)</sup>	<b>70</b>	266	4 - 21
Avantages postérieurs à l'emploi autres que les prestations de retraite <sup>(10)</sup>	<b>58</b>	38	s.o.
Gains non amortis sur les instruments dérivés <sup>(1)</sup>	<b>24</b>	s.o.	4
Suivi du combustible <sup>(11)</sup>	<b>23</b>	29	s.o.
Récupération négative <sup>(12)</sup>	<b>16</b>	17	s.o.
Autres	<b>25</b>	22	s.o.
<b>Total des passifs réglementaires (montants reportés)</b>	<b>551</b>	525	

(1) Les gains et les pertes non réalisés sur les instruments dérivés représentent la position nette à la juste valeur des gains et des pertes sur les swaps de devises, les swaps de taux d'intérêt et les contrats de change à terme utilisés comme couvertures économiques. Les swaps de devises ont trait aux titres de créance libellés en monnaie étrangère visant le réseau principal au Canada, Foothills et le réseau de l'Alberta. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 63 millions de dollars supérieurs en 2008 (22 millions de dollars inférieurs en 2007) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.

(2) Le compte à l'égard du change sur le capital de la dette à long terme du réseau de l'Alberta, approuvé par l'AUC, est conçu pour faciliter le recouvrement ou le remboursement des gains et des pertes de change sur la durée des titres de créance libellés en monnaie étrangère. Les gains et les pertes réalisés et les pertes nettes futures estimatives sur la dette libellée en monnaie étrangère sont amortis sur la durée résiduelle de l'émission de titres de créance libellés en dollars US dont l'échéance est la plus éloignée. La détermination des droits pour l'exercice tient compte de la dotation aux amortissements annuelle. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars inférieurs en 2008 (1 million de dollars supérieurs en 2007) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.

(3) Les méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs permettent la capitalisation des composantes en capitaux propres et en intérêts sur les coûts de détention des fonds utilisés pendant la construction des biens de service. La provision capitalisée pour les fonds utilisés pendant la construction est alors amortie comme faisant partie de l'installation amortissable totale lorsque les biens de service entrent en exploitation. La provision pour les fonds utilisés pendant la construction faisant partie des capitaux propres n'est pas imposable; par conséquent, une provision pour les impôts reportés est constatée avec une opération compensatoire pour l'actif réglementaire correspondant.

(4) En juillet 2007, la société a racheté les titres privilégiés 8,25 % de 460 millions de dollars US qui sous-tendaient la base tarifaire du réseau principal au Canada. Le rachat des titres a donné lieu à un gain de change réalisé qui sera transmis, déduction faite des impôts sur les bénéfices, aux clients du réseau principal au Canada pendant la période de cinq ans visée par le règlement tarifaire actuel. En outre, les coûts liés à l'émission des titres privilégiés seront amortis sur une période de 20 ans à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2007. Les PCGR auraient exigé que le gain de change et que les frais d'émission non amortis soient inclus dans les résultats d'exploitation du réseau principal au Canada pendant l'exercice au cours duquel les titres ont été rachetés si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires. Ce

faisant, les résultats d'exploitation avant les impôts de 2008 auraient été (inférieurs) supérieurs de (54) millions de dollars et 1 million de dollars (165 millions de dollars et (19) millions de dollars en 2007) relativement à respectivement le gain de change et les frais d'émission.

- (5) Les dépenses préliminaires de la phase II représentent les coûts engagés par Foothills avant 1981 pour l'aménagement au Canada d'installations servant à assurer la livraison de gaz naturel de l'Alaska. Le recouvrement de ces coûts a été approuvé par l'organisme de réglementation selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la période allant de novembre 2002 à décembre 2015. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 2 millions de dollars supérieurs en 2008 (2 millions de dollars supérieurs en 2007) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.
- (6) L'actif réglementaire relativement aux obligations transitoires annuelles au titre des autres régimes d'avantages sociaux est amorti sur une période de 17 ans jusqu'en décembre 2016, date à laquelle l'obligation transitoire aura été entièrement récupérée par le truchement de la tarification. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 1 million de dollars supérieurs en 2008 (2 millions de dollars supérieurs en 2007) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.
- (7) Dans les tarifs d'ANR, un montant est recouvré au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite. Une charge au titre d'une réduction et de prestations de cessation d'emploi spéciales liée à des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite pour un groupe fermé d'employés à la retraite a été constatée en tant qu'actif réglementaire et elle est amortie jusqu'en 2011. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 3 millions de dollars supérieurs en 2008 (3 millions de dollars supérieurs en 2007) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs réglementaires.
- (8) Les actifs et les passifs réglementaires au titre de l'exploitation et du service de la dette représentent l'accumulation des variations des coûts et des produits approuvés par l'organisme de réglementation, dont il faut tenir compte dans la détermination des droits pour l'année civile qui suit immédiatement. Les résultats d'exploitation avant les impôts auraient été de 316 millions de dollars supérieurs en 2008 (152 millions de dollars inférieurs en 2007) si ces montants n'avaient pas été constatés à titre d'actifs et de passifs réglementaires.
- (9) Les variations de change sur la dette à long terme pour le réseau principal au Canada, le réseau de l'Alberta et Foothills représentent l'écart, résultant de la réévaluation des titres de créance libellés en monnaie étrangère, entre le taux de change historique et le taux de change courant. Les gains et les pertes de change réalisés à l'échéance ou au rachat anticipé des titres de créance libellés en monnaie étrangère devraient être recouverts ou remboursés au moment de la détermination des droits futurs. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent que ces gains ou pertes non réalisés soient inclus au bilan ou à l'état des résultats selon que le titre de créance en monnaie étrangère est désigné ou non en tant que couverture du placement net de la société dans des actifs étrangers.
- (10) Dans les tarifs d'ANR, un montant est recouvré au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite. Le passif réglementaire représente la différence entre le montant perçu dans les tarifs et le montant des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite passées en charges. Aucune charge n'a été constatée en 2008 et en 2007 au titre des avantages complémentaires de retraite autres que des prestations de retraite.
- (11) Le tarif d'ANR stipule le recours à un mécanisme de suivi du combustible permettant de repérer les sur-recouvrements ou les sous-recouvrements de combustible utilisé ainsi que le gaz perdu et non comptabilisé (collectivement, le « combustible »). Le mécanisme de suivi du combustible représente la différence entre la valeur du gaz naturel « en nature » retenu des expéditeurs et le montant de gaz naturel qu'ANR utilise effectivement comme combustible. Les sur-recouvrements ou les sous-recouvrements sont remis aux expéditeurs ou perçus auprès d'eux par le truchement d'un rajustement annuel prospectif des taux de conservation du combustible. Un actif ou un passif réglementaire est établi d'un montant correspondant à la différence entre le combustible effectivement utilisé par ANR et les montants recouverts par le truchement des taux de combustible. Le mécanisme de suivi du combustible n'influe aucunement sur les résultats d'exploitation avant les impôts.
- (12) ANR recouvre dans ses tarifs courants une indemnité de récupération négative relativement à ses installations marines de transport et de collecte. Cette indemnité de récupération négative est perçue en tant que composante de la dotation à l'amortissement et elle est constatée dans un compte de récupération négative avec la réserve au titre de l'amortissement cumulé. Les coûts liés à l'abandon des installations marines de transport et de collecte sont imputés à la réserve pour récupération négative.

Tel que le prescrivent les organismes de réglementation, la méthode des impôts exigibles est utilisée pour la comptabilisation des impôts sur les bénéficiaires aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel au Canada. Tel qu'il est permis selon les PCGR au 31 décembre 2008, cette méthode est actuellement utilisée à des fins comptables. Par conséquent, les passifs d'impôts futurs n'ont pas été constatés, puisqu'il est prévu qu'au moment où ils deviendront exigibles, ces montants seront recouverts par le truchement des tarifs futurs. Sans l'application des méthodes comptables utilisées dans le cadre de la réglementation des tarifs, les PCGR exigent la constatation de passifs d'impôts futurs. Si la méthode du report d'impôts variable avait été utilisée, des passifs d'impôts futurs supplémentaires auraient été inscrits au 31 décembre 2008 et ils auraient pu être recouverts au moyen des produits futurs. La méthode du report d'impôts variable est utilisée pour la comptabilisation et aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel aux États-Unis. Selon cette méthode, des actifs et des passifs d'impôts futurs sont constatés en fonction des écarts entre la valeur comptable des actifs et des passifs, dans les états financiers, et leur valeur fiscale respective. Cette méthode est également utilisée aux fins de la tarification dans le cas des activités réglementées de transport de gaz naturel aux États-Unis. Par conséquent, les produits de l'exercice considéré comprennent une provision pour les impôts calculée selon la méthode du report d'impôts variable et aucun actif ni aucun passif réglementaire connexe n'est

constaté. La société a adopté, en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, des politiques conformes à la FAS 71 pour comptabiliser les résultats de ses pipelines à tarifs réglementés, ainsi qu'il est commenté à la note 3.

#### NOTE 15 PARTICIPATIONS SANS CONTRÔLE

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les bilans consolidés s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	<b>721</b>	539
Participation sans contrôle dans Portland	<b>84</b>	71
	<b>805</b>	610

Les participations sans contrôle de la société présentées dans les états consolidés des résultats s'établissent comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
Participation sans contrôle dans PipeLines LP	<b>62</b>	65	43
Participation sans contrôle dans Portland	<b>46</b>	10	13
	<b>108</b>	75	56

Les participations sans contrôle dans PipeLines LP et dans Portland au 31 décembre 2008 représentent respectivement la participation de 67,9 % et de 38,3 % n'étant pas détenue par TCPL (respectivement 67,9 % et 38,3 % en 2007).

TCPL a tiré des produits d'exploitation de 2 millions de dollars en 2008 (2 millions de dollars en 2007; 1 million de dollars en 2006) et de 7 millions de dollars en 2008 (7 millions de dollars en 2007; 6 millions de dollars en 2006) pour les services fournis respectivement à PipeLines LP et à Portland.

#### NOTE 16 ACTIONS PRIVILÉGIÉES

<i>Aux 31 décembre</i>	Nombre d'actions (en milliers)	Taux de dividende par action	Prix de rachat par action	<b>2008</b> (en millions de dollars)	2007 (en millions de dollars)
<b>Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif</b>					
Série U	4 000	2,80 \$	50,00 \$	<b>195</b>	195
Série Y	4 000	2,80 \$	50,00 \$	<b>194</b>	194
				<b>389</b>	389

Le nombre autorisé d'actions privilégiées pouvant être émises en séries est illimité. Les actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif sont toutes sans valeur nominale.

À compter du 15 octobre 2013, TCPL pourra racheter les actions de série U au prix de 50,00 \$ l'action et, à compter du 5 mars 2014, TCPL pourra racheter les actions de série Y au prix de 50 \$ l'action.

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

Depuis 2007, le conseil d'administration de TransCanada autorise l'émission d'actions ordinaires sur le capital autorisé à un escompte à l'intention des participants au régime de réinvestissement des dividendes et d'achat d'actions (« RDA ») de TransCanada. Le RDA permet aux actionnaires privilégiés admissibles de TCPL de réinvestir leurs dividendes et d'effectuer des paiements au comptant facultatifs en vue d'obtenir des actions ordinaires supplémentaires de TransCanada. L'escompte a été établi à 2 % à partir du dividende payable en avril 2007 et il a été porté à 3 % pour les dividendes payables en janvier 2009. TransCanada se réserve le droit de modifier l'escompte ou de recommencer à acheter les actions sur le marché libre à son gré. Avant avril 2007, les actions achetées par TransCanada sur le marché libre étaient fournies aux participants au RDA au prix coûtant.

**NOTE 17 ACTIONS ORDINAIRES**

	Nombre d'actions (en milliers)	Montant (en millions de dollars)
En circulation aux 31 décembre 2005 et 2006	483 344	4 712
Émises en contrepartie de trésorerie ou d'équivalents de trésoreries	48 205	1 842
En circulation au 31 décembre 2007	531 549	6 554
Émises en contrepartie de trésorerie ou d'équivalents de trésoreries	66 341	2 419
<b>En circulation au 31 décembre 2008</b>	<b>597 890</b>	<b>8 973</b>

**Actions ordinaires émises et en circulation**

La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

**Capitaux propres**

En 2008, TCPL a émis 66,3 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 2,4 milliards de dollars.

En 2007, TCPL a émis 48,2 millions d'actions ordinaires en faveur de TransCanada pour un produit d'environ 1,8 milliard de dollars.

**Restrictions quant aux dividendes**

Certaines dispositions dont sont assorties les actions privilégiées et les titres de créance de la société pourraient restreindre la capacité de la société de déclarer des dividendes sur les actions privilégiées et sur les actions ordinaires. Au 31 décembre 2008, la société disposait d'un montant d'environ 1,7 milliard de dollars (1,5 milliard de dollars en 2007) pour le paiement de dividendes sur les actions ordinaires et privilégiées.

**NOTE 18 GESTION DES RISQUES ET INSTRUMENTS FINANCIERS****Aperçu de la gestion des risques**

TCPL est exposée au risque de marché, au risque de crédit lié aux contreparties et au risque de liquidité. Les activités de gestion des risques de TCPL ont pour principal objectif de protéger le bénéfice, les flux de trésorerie et, ce faisant, la valeur actionnariale.

Les stratégies, politiques et limites de gestion des risques sont conçues pour assurer que les risques assumés par TCPL et les autres risques connexes sont conformes aux objectifs commerciaux de la société et à sa tolérance aux risques. Les risques sont gérés à l'intérieur des limites établies par le conseil d'administration de la société et mises en application par la haute direction; ils font l'objet d'une surveillance de la part du personnel chargé de la gestion des risques et de la vérification interne. Le comité de vérification du conseil d'administration surveille la façon dont la direction s'assure du respect de ses politiques et procédures de gestion des risques et dont elle évalue la pertinence du cadre de gestion des risques. Le comité de vérification est appuyé à ce titre par le personnel de vérification interne qui effectue au besoin des examens réguliers et ponctuels des contrôles et procédures de gestion des risques et qui lui en communique les résultats. Le conseil d'administration compte également un comité de gouvernance d'entreprise qui l'aide à superviser les activités de gestion des risques de TCPL. Le comité de gouvernance d'entreprise surveille les programmes et politiques de gestion des risques de TCPL, il les passe en revue avec la direction et formule des recommandations régulièrement à ce sujet.

**Risque de marché**

La société aménage d'importants projets d'infrastructures ou y investit, achète et vend des produits de base, émet des titres de créance à court et à long terme, y compris en monnaies étrangères, et elle investit dans des établissements à l'étranger. En raison de ces activités, la société est exposée à des risques de marché découlant des fluctuations des prix des produits de base, des taux de change et des taux d'intérêt, qui influent sur le résultat de la société et sur la valeur des instruments financiers qu'elle détient.

La société a recours aux instruments dérivés dans le cadre de sa politique de gestion des risques en général afin de gérer le risque de marché qui découle de ces activités. Les contrats d'instruments dérivés utilisés pour gérer le risque de marché sont généralement constitués de ce qui suit :

- Contrats à terme – contrats prévoyant l'achat ou la vente d'un instrument financier ou d'un produit de base donné à un prix spécifié à une date future. TCPL a recours à des contrats à terme visant le change et les produits de base pour atténuer l'incidence de la volatilité des taux de change et des prix des produits de base.
- Swaps – contrats entre deux parties prévoyant des échanges de paiements sur une période selon des modalités déterminées. La société conclut des swaps de taux d'intérêt, de devises et de produits de base pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.
- Options – contrats conférant à l'acheteur le droit, mais non l'obligation, d'acheter ou de vendre un montant spécifique d'un instrument financier ou d'un produit de base à un prix stipulé d'avance, soit à une date déterminée, soit à n'importe quel moment pendant une période précise. La société conclut des contrats d'option pour atténuer l'incidence des fluctuations des taux d'intérêt, des taux de change et des prix des produits de base.

**Risque lié au prix des produits de base**

La société est exposée aux fluctuations du prix des produits de base dans le cadre de ses activités commerciales courantes, plus particulièrement en ce qui a trait aux prix de l'électricité, du gaz naturel et des produits pétroliers. Un certain nombre de stratégies sont utilisées pour atténuer ces risques, notamment :

- Conformément à ses politiques en matière de gestion des risques généraux, la société conclut des contrats de vente à prix fixe à moyen terme ou à long terme pour une grande partie de ses approvisionnements en électricité prévus, tout en conservant une quantité qui ne fait pas l'objet de contrats de vente pour atténuer le risque de prix de son portefeuille d'actifs.
- La société achète une partie du gaz naturel et des produits pétroliers requis pour ses centrales électriques ou elle conclut des contrats qui lui permettent d'établir le prix de vente de l'électricité en fonction du coût du gaz naturel, en se garantissant une marge par le fait même. Pour répondre à ses besoins en électricité, la société achète une grande partie de l'électricité requise pour répondre à ses engagements de ventes d'électricité conformément à des contrats à terme ou la produit elle-même, ce qui lui permet de réduire son exposition aux fluctuations des prix des produits de base.
- Pour gérer le risque de prix auquel elle est exposée relativement aux produits de base pour l'électricité et le gaz naturel en raison de certains accords assortis de prix fixes ou variables fondés sur divers indices de prix et points de livraison, la société négocie des positions compensatrices, ou adossées, et des instruments financiers dérivés.

La société évalue les contrats de produits de base et les instruments dérivés auxquels elle a recours pour gérer le risque lié au prix des produits de base afin de déterminer le traitement comptable qui convient. Exception faite des contrats de location, les contrats ont été évalués pour déterminer si ces contrats ou certains de leurs aspects répondent à la définition d'instrument dérivé. Certains contrats d'achat et de vente de produits de base constituent des instruments dérivés, mais ils ne sont pas visés par l'application du chapitre 3855 du *Manuel* de l'ICCA intitulé « Instruments financiers – comptabilisation et évaluation » puisqu'ils sont conclus et maintenus en vue de la réception ou de la livraison conformément aux besoins prévus en matière d'achats, de ventes ou de consommation intermédiaire de la société. Certains autres contrats ne sont pas visés par la portée du chapitre 3855 puisqu'il est jugé qu'ils répondent à d'autres critères d'exclusion.

TCPL gère l'exposition de son entreprise de stockage de gaz naturel aux écarts saisonniers des prix du gaz en assurant la couverture économique de sa capacité de stockage au moyen d'un portefeuille de contrats de location de capacité de stockage auprès de tiers ainsi que d'opérations d'achat et de vente de gaz naturel exclusif. Puisque TCPL conclut simultanément un achat à terme de gaz naturel pour injection dans les stocks et une vente à terme compensatoire de gaz naturel en vue d'un retrait au cours d'une période ultérieure, les marges positives sont garanties et le risque lié aux fluctuations des prix du gaz naturel est de ce fait annulé. Les ajustements à la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif et des contrats à terme constatés pour chacune des périodes pourraient ne pas être représentatifs des montants réalisés au moment du règlement.

**Risque lié au prix des stocks de gaz naturel**

Au 31 décembre 2008, des stocks de gaz naturel exclusif totalisant 76 millions de dollars (190 millions de dollars en 2007) étaient inclus dans le poste Stocks. Depuis avril 2007, les stocks de gaz naturel exclusif de TCPL sont évalués à leur juste valeur en fonction du prix à terme de un mois pour le gaz naturel moins les coûts de vente. La société ne détenait pas de stocks de gaz naturel exclusif avant avril 2007. En 2008, la variation nette de la juste valeur des stocks de gaz naturel exclusif représentait une perte non réalisée nette de 7 millions de dollars (néant en 2007), montant constaté en tant que diminution des produits et des stocks. En 2008, la variation nette de la juste valeur des contrats d'achat et de vente à terme de gaz naturel représentait un gain non réalisé net de 7 millions de dollars (10 millions de dollars en 2007), montant inclus dans les produits.

**Risque de change et de taux d'intérêt**

Le risque de change et de taux d'intérêt découle des fluctuations de la juste valeur ou des flux de trésorerie des instruments financiers en raison des variations des taux de change ou des taux d'intérêt sur le marché.

Une partie du résultat de TCPL provenant des activités des secteurs des pipelines et de l'énergie est générée principalement en dollars US et elle est ainsi assujettie aux variations des taux de change. La performance du dollar canadien comparativement au dollar US peut influencer sur le résultat de TCPL. L'incidence des variations des taux de change est atténuée par le fait que certains coûts liés à la dette et au financement sont libellés en dollar US et par les activités de couverture de la société. Compte tenu de l'envergure accrue de ses activités aux États-Unis, le risque lié aux fluctuations du dollar US auquel TCPL est exposée est supérieur à ce qu'il était antérieurement.

TCPL gère les risques de change et de taux d'intérêt liés à la dette libellée en dollars US et à d'autres opérations libellées dans cette devise ainsi que le risque de taux d'intérêt touchant l'exploitation du réseau principal au Canada, du réseau de l'Alberta et de Foothills en ayant recours à des instruments dérivés portant sur le change et sur les taux d'intérêt. Certains des gains et des pertes réalisés sur ces instruments dérivés sont partagés avec les expéditeurs, en fonction de modalités déterminées à l'avance. Ces gains et pertes sont reportés à titre d'actifs et de passifs réglementaires jusqu'à ce qu'ils soient recouverts auprès des expéditeurs ou qu'ils soient payés à ces derniers aux termes des contrats d'expédition.

La dette de la société est assortie d'un taux d'intérêt variable et, par conséquent, la société est assujettie au risque de taux d'intérêt sur les flux de trésorerie. Pour gérer son exposition à ce risque, la société a recours à un amalgame de contrats à terme, de swaps de taux d'intérêt et d'options.

**Investissement net dans des établissements étrangers autonomes**

La société a recours à des titres de créance, à des contrats de change à terme, à des swaps de devises et à des options de change libellés en dollars US pour couvrir son investissement net dans des établissements étrangers autonomes après les impôts. Au 31 décembre 2008, la société avait désigné en tant que couverture de son investissement net des titres de créance libellés en dollars US ayant une valeur comptable de 7,2 milliards de dollars (5,9 milliards de dollars US) (4,3 milliards de dollars (4,4 milliards de dollars US) en 2007) et une juste valeur de 5,9 milliards de dollars (4,8 milliards de dollars US) (4,4 milliards de dollars (4,5 milliards de dollars US) en 2007). En janvier 2009, la société a émis des titres de créance à long terme pour un montant de 2,0 milliards de dollars US qu'elle a désignés comme couverture de l'investissement net en dollars US dans des établissements étrangers. Au 31 décembre 2008, un montant de 254 millions de dollars a été inclus dans les montants reportés pour la juste valeur des contrats à terme, des swaps et des options utilisés pour couvrir l'investissement net en dollars US de la société dans des établissements étrangers.

Les justes valeurs ainsi que le montant nominal ou en capital pour les instruments dérivés désignés en tant que couverture de l'investissement net se présentent comme suit :

Actif (passif)	2008		2007	
	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital	Juste valeur	Montant nominal de référence ou en capital
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
Swaps de devises en dollars US (échéant de 2009 à 2014)	(218)	1 650 US	77	350 US
Contrats de change à terme en dollars US (échéant en 2009)	(42)	2 152 US	(4)	150 US
Options sur dollars US (échéant en 2009)	6	300 US	3	600 US
	(254)	4 102 US	76	1 100 US

**Analyse de la valeur à risque**

TCPL a recours à la méthode de valeur à risque (« VaR ») pour estimer l'incidence qui pourrait découler de son exposition au risque de marché. La VaR permet d'estimer la variation potentielle du résultat avant les impôts pour un horizon temporel et un intervalle de confiance déterminés. La VaR calculée et utilisée par TCPL tient compte d'une probabilité de 95 % que la variation quotidienne découlant des fluctuations normales de ses positions liquides sur le marché ne sera pas supérieure à la VaR déclarée. La méthode de VaR est fondée sur des statistiques et des probabilités qui tiennent compte de la volatilité du marché ainsi que de la diversification du risque en constatant des positions compensatrices et des corrélations entre certains produits et marchés. Les risques sont mesurés pour tous les produits et marchés, et les mesures de risque sont cumulées pour établir un seul nombre de VaR.

Il n'existe actuellement, au sein de l'industrie, aucune méthodologie uniforme d'estimation de la VaR. Le recours à la VaR comporte certaines restrictions, puisque cette méthode est fondée sur les corrélations et la volatilité historiques des prix des produits de base, des taux d'intérêt et des taux de change et qu'elle présume que les mouvements de prix futurs suivront une distribution statistique. Bien que les pertes ne devraient pas être supérieures aux estimations statistiques de la VaR dans 95 % des cas, il est possible, dans 5 % des cas, qu'elles soient beaucoup plus importantes que la VaR estimative.

L'estimation de la VaR faite par TCPL englobe les filiales en propriété exclusive et elle tient compte des risques pertinents liés à chaque marché ou entité commerciale. Le secteur des pipelines n'est pas inclus dans ce calcul, puisque le fait que l'entreprise de pipelines soit assujettie à la réglementation des tarifs réduit l'incidence des risques de marché. Le conseil d'administration de la société a établi une limite de la VaR qui est évaluée régulièrement dans le cadre de la politique de gestion des risques de la société. La VaR consolidée de TCPL était de 23 millions de dollars au 31 décembre 2008 (8 millions de dollars en 2007). L'accroissement depuis le 31 décembre 2007 découle principalement de l'acquisition de Ravenswood.

**Risque de crédit lié aux contreparties**

Le risque de crédit lié aux contreparties représente les pertes financières que la société subirait si une contrepartie à un instrument financier ne parvenait pas à remplir ses obligations conformément aux modalités et aux conditions des ententes intervenues avec la société.

Le risque de crédit lié aux contreparties est géré par l'utilisation de techniques de gestion du crédit déterminées, y compris l'exécution d'évaluations financières et autres visant à établir et à surveiller la solvabilité d'une contrepartie, l'établissement des limites de risque, le contrôle des risques en regard de ces limites, le recours à des accords de compensation cadre et l'obtention de garanties financières lorsque les circonstances le justifient. En règle générale, ces assurances financières comprennent des garanties, des lettres de crédit et des sommes au comptant. La société surveille et gère assidûment la concentration du risque de crédit lié aux contreparties. La société croit que ces mesures

réduisent au minimum son risque de crédit lié aux contreparties, mais il n'y a aucune certitude que ces procédés la protégeront contre toutes les pertes.

À la date du bilan, le risque de crédit lié aux contreparties maximal de TCPL en ce qui a trait aux instruments financiers correspondait principalement à la valeur comptable, qui s'approche de la juste valeur, des actifs financiers autres que des instruments dérivés, tels que les débiteurs, ainsi qu'à la juste valeur des instruments dérivés compris dans les actifs financiers.

La société ne détient, avec une contrepartie donnée, aucune concentration importante de risque de crédit lié aux contreparties et la majorité des risques de crédit liés aux contreparties vise des contreparties qui possèdent une cote de solvabilité élevée. Au 31 décembre 2008, il n'y avait aucun montant important exigible ou représentant une perte de valeur.

TCPL est exposée à d'importants risques de crédit et de rendement liés aux établissements financiers puisque ces derniers lui fournissent des marges de crédit confirmées et des facilités de dépôt au comptant ainsi qu'une liquidité critique quant aux instruments dérivés utilisés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux de change et des taux d'intérêt et aux marchés énergétiques de gros ainsi que des lettres de crédit permettant d'atténuer le risque lié aux contreparties insolubles.

Dans le contexte de la détérioration des marchés financiers mondiaux en 2008, TCPL continue de surveiller étroitement et d'évaluer la solvabilité de ses contreparties, notamment les établissements financiers. Dans ce contexte, TCPL a réduit ou atténué le risque lié à certaines contreparties lorsqu'elle l'a jugé nécessaire ou lorsque les modalités contractuelles le permettaient. Dans le cadre de son exploitation, TCPL doit équilibrer le risque de marché et le risque de crédit lié aux contreparties au moment de prendre des décisions d'ordre opérationnel.

Certaines filiales de Calpine Corporation (« Calpine ») se sont placées sous la protection de la loi sur la faillite au Canada et aux États-Unis en 2005. Gas Transmission Northwest Corporation (« GTNC ») et Portland Natural Gas Transmission System (« PNGTS ») sont parvenues à des ententes avec Calpine au sujet de réclamations non garanties autorisées dans le cadre de la faillite de Calpine. En février 2008, GTNC et PNGTS ont reçu des distributions initiales de respectivement 9,4 millions d'actions ordinaires et de 6,1 millions d'actions ordinaires de Calpine, représentant environ 85 % des réclamations convenues. En 2008, ces actions ont par la suite été vendues sur le marché libre, ce qui a donné lieu à des gains totaux de 279 millions de dollars avant les impôts. Pour ce qui est des réclamations à l'égard de NGTL et de Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd., des montants au comptant de respectivement 32 millions de dollars et 44 millions de dollars ont été reçus en janvier 2008 et ils seront transmis aux expéditeurs de ces réseaux. Au 31 décembre 2008, les passifs réglementaires pour ces demandes s'élevaient à 22 millions de dollars.

### **Risque de liquidité**

Le risque de liquidité est le risque que TCPL ne soit pas en mesure de faire face à ses engagements financiers à leur échéance. La société gère le risque de liquidité en s'assurant qu'elle dispose toujours des liquidités et des facilités de crédit suffisantes pour respecter ses engagements à leur échéance, tant dans des conditions normales que difficiles, sans devoir subir des pertes inacceptables ni nuire à sa réputation.

La direction établit des prévisions des flux de trésorerie pour une période de 12 mois afin de déterminer ses besoins en financement. Un amalgame de facilités de crédit confirmées et de marges de crédit à vue ainsi que l'accès aux marchés financiers permettent de gérer ces besoins, ainsi qu'il est question sous la rubrique « Gestion des capitaux » de la présente note.

Au 31 décembre 2008, les marges de crédit bancaire renouvelables confirmées de la société s'établissaient à 1,0 milliard de dollars US, 2,0 milliards de dollars et 300 millions de dollars US échéant respectivement en novembre 2010, en décembre 2012 et en février 2013. Au 31 décembre 2008, la société n'avait effectué aucun prélevement sur ces marges, car elle continue de bénéficier d'un accès interrompu au marché du papier commercial au Canada, et ce, en fonction de modalités hautement concurrentielles. En janvier 2009, TCPL a déposé un nouveau prospectus préalable de 3,0 milliards de dollars US pour ajouter aux fonds de 1,8 milliard de dollars et de 1,0 milliard de dollars dont elle dispose aux termes de ses prospectus préalables visant l'émission respectivement de titres de participation et de titres de créance au Canada. La société a à sa disposition des fonds de 1,0 milliard de dollars US aux termes de son prospectus préalable aux États-Unis de janvier 2009.

Les tableaux qui suivent présentent en détail les échéances contractuelles à venir pour les passifs financiers autres que des instruments dérivés de TCPL, y compris les flux de trésorerie au titre du capital et de l'intérêt au 31 décembre 2008 :

### Remboursements contractuels des passifs financiers<sup>(1)</sup>

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2009	2010 et 2011	2012 et 2013	2014 et par la suite
Billets à payer	1 702	1 702	–	–	–
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	1 821	1 821	–	–	–
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	17 367	786	1 545	2 550	12 486
Dette à long terme des coentreprises	1 076	207	270	172	427
<b>Total des remboursements contractuels</b>	<b>21 966</b>	<b>4 516</b>	<b>1 815</b>	<b>2 722</b>	<b>12 913</b>

<sup>(1)</sup> Le moment prévu du règlement de contrats de dérivés est présenté dans le sommaire des instruments financiers dérivés qui figure dans la présente note.

### Paiements d'intérêt sur les passifs financiers

<i>(en millions de dollars)</i>	Total	Paiements exigibles par période			
		2009	2010 et 2011	2012 et 2013	2014 et par la suite
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	92	92	–	–	–
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	15 170	1 150	2 151	1 950	9 919
Dette à long terme des coentreprises	328	61	76	56	135
<b>Total des paiements d'intérêt</b>	<b>15 590</b>	<b>1 303</b>	<b>2 227</b>	<b>2 006</b>	<b>10 054</b>

### Gestion des capitaux

Le principal objectif de la gestion des capitaux est d'assurer que TCPL profite de cotes de crédit élevées à l'appui de ses activités et pour maximiser la valeur pour les actionnaires. Pour l'essentiel, l'objectif et la politique de gestion des capitaux en 2008 n'ont pas été modifiés depuis l'exercice précédent.

TCPL gère sa structure du capital d'une manière qui concorde avec les caractéristiques des risques inhérents aux actifs sous-jacents. La direction de la société estime que sa structure du capital est composée de la dette nette, des participations sans contrôle et des capitaux propres. La dette nette est constituée des billets à payer, des montants nets à rembourser à TransCanada Corporation, de la dette à long terme et des billets subordonnés de rang inférieur, déduction faite de la trésorerie et des équivalents de trésorerie. La dette nette comprend exclusivement les obligations que la société contrôle et gère. Par conséquent, elle ne comprend pas la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les billets à payer et la dette à long terme des coentreprises de TCPL.

La structure du capital aux 31 décembre s'établissait comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	2008	2007
Billets à payer	<b>1 685</b>	41
Montant à rembourser à TransCanada Corporation, net	<b>292</b>	472
Dette à long terme	<b>16 154</b>	12 933
Billets subordonnés de rang inférieur	<b>1 213</b>	975
Trésorerie et équivalents de trésorerie	<b>(1 109)</b>	(333)
<b>Dette nette</b>	<b>18 235</b>	14 088
Participations sans contrôle	<b>805</b>	610
Capitaux propres	<b>12 963</b>	10 053
<b>Total des capitaux propres</b>	<b>13 768</b>	10 663
<b>Total des capitaux</b>	<b>32 003</b>	24 751

**Justes valeurs**

La juste valeur des instruments financiers comprise dans la trésorerie et les équivalents de trésorerie, les débiteurs, les autres actifs, les billets à payer, les créditeurs, les intérêts courus et les montants reportés se rapproche de leur valeur comptable, du fait de leur nature ou qu'ils échoient à court terme. La juste valeur des instruments dérivés utilisés pour gérer les risques de change et de taux d'intérêt a été calculée au moyen des taux du marché à la fin de l'exercice. La juste valeur des instruments dérivés liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers a été calculée aux cours du marché s'ils étaient disponibles. En l'absence de cours du marché, les prix indiqués par une tierce entreprise de courtage sont utilisés. Le calcul des justes valeurs tient compte du risque de crédit.

La juste valeur peut également être calculée au moyen de techniques d'évaluation qui font référence aux données de marché observables ou aux cours du marché estimatifs. Ces techniques comprennent des comparaisons avec des instruments semblables en présence de prix du marché observables, des modèles d'établissement du prix des options et d'autres techniques d'évaluation utilisées couramment par les intervenants sur le marché. Les justes valeurs déterminées à l'aide des modèles d'évaluation exigent le recours à des hypothèses au sujet du montant et du moment des flux de trésorerie futurs et des taux d'actualisation estimatifs. Pour établir ces hypothèses, la société se fonde principalement sur des facteurs d'intrant facilement observables sur le marché, notamment les courbes de rendement des taux d'intérêt, les taux de change ainsi que la volatilité des prix et des taux, le cas échéant.

La juste valeur de la dette à long terme de la société a été évaluée en fonction des cours du marché pour les mêmes instruments ou des instruments semblables et, lorsque ces renseignements n'étaient pas disponibles, en actualisant les paiements futurs de l'intérêt et du capital aux taux d'intérêt estimatifs auxquels la société avait accès.

**Juste valeur de la dette à long terme et des autres titres à long terme**

La valeur comptable et la juste valeur de la dette à long terme et des autres titres à long terme s'établissent comme suit :

	2008		2007	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>				
<b>Dette à long terme</b>				
TransCanada PipeLines Limited <sup>(1)</sup>	11 389	10 583	8 519	9 400
NOVA Gas Transmission Ltd.	1 437	1 534	1 508	1 877
TransCanada PipeLine USA Ltd.	857	857	850	850
ANR Pipeline Company	541	570	435	573
Gas Transmission Northwest Corporation	488	393	399	383
TC PipeLines, LP	580	580	499	499
Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership	526	496	434	519
Tuscarora Gas Transmission Company	78	80	67	81
Portland Natural Gas Transmission System	236	220	205	214
Autres	22	24	17	24
	<b>16 154</b>	<b>15 337</b>	12 933	14 420
<b>Billets subordonnés de rang inférieur</b>	<b>1 213</b>	<b>815</b>	975	914
	<b>17 367</b>	<b>16 152</b>	13 908	15 334
<b>Dette à long terme des coentreprises</b>				
Northern Border Pipeline Company	391	391	311	329
Iroquois Gas Transmission System, L.P.	195	181	169	180
Bruce Power L.P. et Bruce Power A L.P.	330	318	243	243
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	155	157	165	169
Autres	5	5	15	16
	<b>1 076</b>	<b>1 052</b>	903	937
	<b>18 443</b>	<b>17 204</b>	14 811	16 271

<sup>(1)</sup> Au 31 décembre 2008, la valeur comptable de la dette à long terme comprenait 15 millions de dollars (15 millions de dollars en 2007) en raison de rajustements de la juste valeur de swaps visant 50 millions de dollars (150 millions de dollars en 2007) et 200 millions de dollars US (200 millions de dollars US en 2007) de ces titres de créance.

**Sommaire des instruments financiers autres que des dérivés**

La valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers autres que des dérivés s'établissent comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008		2007	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
<b>Actifs financiers<sup>(1)</sup></b>				
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 300	1 300	504	504
Débiteurs et autres actifs <sup>(2)(3)</sup>	1 404	1 404	1 231	1 231
Montant à recevoir de TransCanada Corporation	1 529	1 529	1 407	1 407
Actifs disponibles à la vente <sup>(2)</sup>	27	27	17	17
	<b>4 260</b>	<b>4 260</b>	3 159	3 159
<b>Passifs financiers<sup>(1)(3)</sup></b>				
Billets à payer	1 702	1 702	55	55
Créditeurs et montants reportés <sup>(4)</sup>	1 364	1 364	1 192	1 192
Intérêts courus	361	361	265	265
Montant à rembourser à TransCanada Corporation	1 821	1 821	1 879	1 879
Dette à long terme et billets subordonnés de rang inférieur	17 367	16 152	13 908	15 334
Dette à long terme des coentreprises	1 076	1 052	903	937
Autres passifs à long terme des coentreprises <sup>(4)</sup>	–	–	60	60
	<b>23 691</b>	<b>22 452</b>	18 262	19 722

(1) Le bénéfice net consolidé en 2008 et en 2007 comprenait des gains ou des pertes non réalisés de néant au titre des rajustements de la juste valeur pour chacun de ces instruments financiers.

(2) Au 31 décembre 2008, le bilan consolidé comprenait des actifs financiers de 1 257 millions de dollars (1 018 millions de dollars en 2007) dans les créditeurs et de 174 millions de dollars (230 millions de dollars en 2007) dans les autres actifs.

(3) Constatés au coût après amortissement, exception faite de certains éléments de la dette à long terme qui sont rajustés à la juste valeur.

(4) Au 31 décembre 2008, le bilan consolidé comprenait des passifs financiers de 1 342 millions de dollars (1 174 millions de dollars en 2007) dans les créditeurs et de 22 millions de dollars (78 millions de dollars en 2007) dans les montants reportés.

**Sommaire des instruments financiers dérivés**

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2008				
	Électricité	Gaz naturel	Produits pétroliers	Change	Participation
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction</b>					
Justes valeurs <sup>(1)</sup>					
Actifs	132 \$	144 \$	10 \$	41 \$	57 \$
Passifs	(82)\$	(150)\$	(10)\$	(55)\$	(117)\$
Valeurs nominales					
Volumes <sup>(2)</sup>					
Achats	4 035	172	410	-	-
Ventes	5 491	162	252	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	1 016
En dollars US	-	-	-	479 US	1 575 US
En yen japonais (en milliards)	-	-	-	4,3 Y	-
Devises	-	-	-	227/157 US	-
Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	24 \$	(23)\$	1 \$	(9)\$	(61)\$
Gains (pertes) réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	23 \$	(2)\$	1 \$	6 \$	13 \$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	2009	2009 - 2012	2009 - 2018
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(4)(5)</sup></b>					
Justes valeurs <sup>(1)</sup>					
Actifs	115 \$	- \$	- \$	2 \$	8 \$
Passifs	(160)\$	(18)\$	- \$	(24)\$	(122)\$
Valeurs nominales					
Volumes <sup>(2)</sup>					
Achats	8 926	9	-	-	-
Ventes	13 113	-	-	-	-
En dollars CA	-	-	-	-	50
En dollars US	-	-	-	15 US	1 475 US
Devises	-	-	-	136/100 US	-
(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	(56)\$	15 \$	- \$	- \$	(10)\$
Dates d'échéance	2009 - 2014	2009 - 2011	-	2009 - 2013	2009 - 2019

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments liés à l'électricité, au gaz naturel et aux produits pétroliers sont présentés respectivement en gigawatts-heure, en milliards de pieds cubes et en milliers de barils.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur l'électricité, le gaz naturel et les produits pétroliers sont inclus dans les produits. Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net au moment du règlement de l'instrument financier.

(4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur dont la juste valeur est de 8 millions de dollars. En 2008, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.

(5) En 2008, le bénéfice net comprenait des pertes de 6 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2008, le bénéfice net ne reflète aucun gain ni aucune perte au titre des couvertures de flux de trésorerie abandonnées.

Le moment prévu du règlement des contrats dérivés présume que le prix des produits de base, les taux d'intérêt et les taux de change demeureront constants après le 31 décembre 2008. Le montant réel des règlements variera en fonction de l'évolution de ces facteurs. Le moment prévu du règlement de ces contrats s'établit comme suit :

(en millions de dollars)	Total	2009	2010 et 2011	2012 et 2013	2014 et par la suite
Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction	(30)	38	(46)	(14)	(8)
Instruments financiers dérivés utilisés dans des relations de couverture	(199)	(68)	(65)	(43)	(23)
	(229)	(30)	(111)	(57)	(31)

#### Sommaire des instruments financiers dérivés

Les renseignements sur les instruments financiers dérivés de la société s'établissent comme suit :

Au 31 décembre (tous les montants sont en millions, sauf indication contraire)	2007			
	Électricité	Gaz naturel	Change	Participation
<b>Instruments financiers dérivés détenus à des fins de transaction</b>				
Justes valeurs <sup>(1)</sup>				
Actifs	55 \$	43 \$	11 \$	23 \$
Passifs	(44)\$	(19)\$	(79)\$	(18)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(2)</sup>				
Achats	3 774	47	–	–
Ventes	4 469	64	–	–
En dollars CA	–	–	–	615
En dollars US	–	–	484 US	550 US
En yen japonais (en milliards)	–	–	9,7 Y	–
Devises	–	–	227/157 US	–
Gains (pertes) non réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	16 \$	(10)\$	8 \$	(5)\$
(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	(8)\$	47 \$	39 \$	5 \$
Dates d'échéance	2008 - 2016	2008 - 2010	2008 - 2012	2008 - 2016
<b>Instruments financiers dérivés faisant l'objet de relations de couverture<sup>(4)(5)</sup></b>				
Justes valeurs <sup>(1)</sup>				
Actifs	135 \$	19 \$	– \$	2 \$
Passifs	(104)\$	(7)\$	(62)\$	(16)\$
Valeurs nominales				
Volumes <sup>(2)</sup>				
Achats	7 362	28	–	–
Ventes	16 367	4	–	–
En dollars CA	–	–	–	150
En dollars US	–	–	113 US	875 US
Devises	–	–	136/100 US	–
(Pertes) gains réalisé(e)s net(te)s de l'exercice <sup>(3)</sup>	(29)\$	18 \$	– \$	3 \$
Dates d'échéance	2008 - 2013	2008 - 2010	2008 - 2013	2008 - 2013

(1) La juste valeur est égale à la valeur comptable de ces instruments dérivés.

(2) Les volumes pour les instruments dérivés liés à l'électricité et au gaz naturel sont présentés respectivement en gigawatts-heure et en milliards de pieds cubes.

(3) Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur l'électricité et le gaz naturel sont inclus dans les produits. Tous les gains et les pertes réalisés et non réalisés sur les taux d'intérêt et les taux de change sont inclus respectivement dans les charges financières et dans les intérêts créditeurs et autres produits. Les gains et les pertes réalisés sont inclus dans le bénéfice net au moment du règlement de l'instrument financier.

- (4) Toutes les relations de couverture sont conçues en tant que couvertures de flux de trésorerie, exception faite des instruments financiers dérivés portant sur les taux d'intérêt qui sont désignés en tant que couvertures de la juste valeur dont la juste valeur est de 2 millions de dollars. En 2007, la société n'avait constaté dans le bénéfice net aucun montant se rapportant à une absence d'efficacité pour les couvertures de la juste valeur.
- (5) En 2007, le bénéfice net comprenait des gains de 7 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur l'électricité et le gaz naturel qui sont inefficaces pour compenser la variation de la juste valeur des positions sous-jacentes connexes. En 2007, le bénéfice net comprenait une perte de 4 millions de dollars au titre des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie portant sur le taux d'intérêt qui a été reclassée à la suite de l'abandon de la comptabilité de couverture lorsqu'il est devenu improbable que l'opération anticipée se produise avant la fin de la période spécifiée initialement.

#### Présentation des instruments financiers dérivés au bilan

La juste valeur des instruments financiers dérivés présentés au bilan de la société s'établit comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007
<b>Court terme</b>		
Autres actifs à court terme	318	160
Créditeurs	(298)	(144)
<b>Long terme</b>		
Autres actifs	191	204
Montants reportés	(694)	(205)

#### Instruments financiers dérivés des coentreprises

La présentation des instruments financiers dérivés au bilan ci-dessus comprend les montants liés aux instruments dérivés visant l'électricité utilisés par une des coentreprises de la société pour gérer les risques liés au prix des produits de base. La quote-part revenant à la société de la juste valeur de ces instruments dérivés visant les ventes d'électricité était de 75 millions de dollars au 31 décembre 2008 (75 millions de dollars en 2007). Ces contrats échoient de 2009 à 2014. La quote-part revenant à la société des volumes des ventes d'électricité de référence liée à ce risque s'établissait à 7 600 gigawatts-heure (« GWh ») au 31 décembre 2008 (7 300 GWh en 2007). La quote-part revenant à la société des volumes des achats d'électricité de référence liée à ce risque était de 47 GWh au 31 décembre 2008 (50 GWh en 2007).

## NOTE 19 IMPÔTS SUR LES BÉNÉFICES

### Provision pour les impôts sur les bénéfices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007	2006
<b>Exigibles</b>			
Canada	381	364	263
Pays étrangers	143	65	37
	524	429	300
<b>Futurs</b>			
Canada	(10)	8	104
Pays étrangers	77	46	71
	67	54	175
	591	483	475

### Répartition géographique du bénéfice

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)	2008	2007	2006
Canada	1 203	1 208	1 158
Pays étrangers	938	582	444
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	2 141	1 790	1 602

**Rapprochement de la charge fiscale**

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007	2006
Bénéfice découlant des activités poursuivies avant les impôts sur les bénéfices et les participations sans contrôle	<b>2 141</b>	1 790	1 602
Taux d'imposition fédéral-provincial prévu par la loi	<b>29,5 %</b>	32,1 %	32,5 %
Charge fiscale prévue	<b>632</b>	575	521
Différence d'impôts sur les bénéfices liée aux activités réglementées	<b>44</b>	69	72
Taux d'imposition étrangers effectifs inférieurs	<b>(5)</b>	(39)	s.o.
Modification du taux d'imposition et changements législatifs	<b>-</b>	(73)	(33)
Bénéfice tiré des participations comptabilisées à la valeur de consolidation et des participations sans contrôle	<b>(45)</b>	(34)	(27)
Variation de la provision pour moins-value	<b>(9)</b>	-	-
Autres <sup>(1)</sup>	<b>(26)</b>	(15)	(58)
<b>Charge fiscale réelle</b>	<b>591</b>	483	475

<sup>(1)</sup> Ce poste comprend des économies d'impôts sur les bénéfices nettes de 7 millions de dollars constatées en 2008 (13 millions de dollars en 2007; 51 millions de dollars en 2006) à la suite du règlement de certaines questions d'impôts sur les bénéfices auprès des autorités fiscales et des modifications des estimations.

**Actifs et passifs d'impôts futurs**

<i>Aux 31 décembre (en millions de dollars)</i>	<b>2008</b>	2007
Montants reportés	<b>119</b>	43
Autres avantages postérieurs à l'emploi	<b>69</b>	57
Pertes non réalisées sur les instruments dérivés	<b>62</b>	22
Pertes de change non réalisées sur la dette à long terme	<b>77</b>	s.o.
Reports prospectifs de pertes autres qu'en capital	<b>24</b>	s.o.
Autres	<b>107</b>	63
	<b>458</b>	185
Moins : provision pour moins-value <sup>(1)</sup>	<b>77</b>	13
<b>Actifs d'impôts futurs, déduction faite de la provision pour moins-value</b>	<b>381</b>	172
Écart entre la valeur comptable et la valeur fiscale des immobilisations corporelles et des CAE	<b>1 464</b>	1 073
Placements dans des filiales et des sociétés de personnes	<b>28</b>	61
Prestations de retraite	<b>55</b>	50
Gains de change non réalisés sur la dette à long terme	<b>14</b>	110
Gains non réalisés sur les instruments dérivés	<b>19</b>	27
Autres	<b>54</b>	44
<b>Passifs d'impôts futurs</b>	<b>1 634</b>	1 365
<b>Montant net des passifs d'impôts futurs</b>	<b>1 253</b>	1 193

<sup>(1)</sup> Puisqu'il n'y a pas de quasi-certitude que la société réalisera les économies d'impôts liées aux pertes de change non réalisées sur la dette à long terme à l'avenir, une provision pour moins-value a été constatée en 2008.

**Bénéfices non répartis des établissements étrangers**

Dans le cas des bénéfices non répartis des établissements étrangers qu'elle n'entend pas rapatrier dans un avenir prévisible, la société ne constitue pas de provision pour les impôts sur les bénéfices. Si une provision avait été prévue à cet égard, les passifs d'impôts futurs auraient été supérieurs d'environ 102 millions de dollars au 31 décembre 2008 (72 millions de dollars en 2007).

**Versements d'impôts sur les bénéfices**

La société a effectué des versements d'impôts sur les bénéfices de 486 millions de dollars pour l'exercice terminé le 31 décembre 2008 (440 millions de dollars en 2007; 494 millions de dollars en 2006).

## NOTE 20 BILLETS À PAYER

	2008		2007	
	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt annuel moyen pondéré au 31 décembre
	(en millions de dollars)		(en millions de dollars)	
En dollars CA	<b>1 250</b>	<b>1,8 %</b>	55	5,0 %
En dollars US (369 \$ US en 2008)	<b>452</b>	<b>3,3 %</b>	–	–
	<b>1 702</b>		55	

Les billets à payer comprennent le papier commercial en circulation et les prélèvements sur les prêts-relais et les marges de crédit. Au 31 décembre 2008, la société disposait de facilités de crédit à vue et renouvelables non garanties totalisant 4,2 milliards de dollars à l'appui de son programme de papier commercial et à d'autres fins générales. Ces facilités de crédit comprenaient ce qui suit :

- une facilité de crédit consortiale confirmée renouvelable de 2,0 milliards de dollars échéant en décembre 2012, à laquelle la société avait entièrement accès au 31 décembre 2008; les frais engagés pour maintenir la facilité de crédit se sont élevés à 2 millions de dollars en 2008 (2 millions de dollars en 2007);
- une facilité de crédit consortiale renouvelable de 300 millions de dollars US échéant en février 2013, à laquelle la société avait entièrement accès au 31 décembre 2008; cette facilité fait partie de la facilité de crédit confirmée et non garantie de 1,0 milliard de dollars US de TransCanada PipeLine USA Ltd. établie en février 2007;
- un accord de 1,0 milliard de dollars US confirmé de un an, non garanti, renouvelable, prorogeable et dont le montant peut être augmenté, conclu au quatrième trimestre de 2008 par TransCanada Keystone Pipeline L.P. avec un consortium bancaire; il est assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le taux bancaire préférentiel ou le TIOL, selon le plus élevé des deux, majoré d'au moins 1 % et d'au plus 3 % sur les prêts renouvelables et d'au moins 3 % et d'au plus 6,5 % sur tout montant prélevé sous forme de prêt à terme; cet accord est renouvelable au gré du partenariat de Keystone pour une période supplémentaire de un an; au 31 décembre 2008, cette facilité était entièrement accessible; cet accord de 1,0 milliard de dollars US est garanti par TCPL;
- des marges à vue totalisant 611 millions de dollars permettant l'émission de lettres de crédit et donnant accès à des liquidités supplémentaires; au 31 décembre 2008, la société avait affecté environ 433 millions de dollars du total de ces marges de crédit à des lettres de crédit. L'intérêt sur les sommes prélevées est imputé aux taux préférentiels de banques à charte canadiennes et de banques américaines, et selon d'autres modalités financières arrêtées par négociation.

En juin 2008, la société a conclu un accord avec un consortium bancaire relativement à un prêt-relais confirmé et non garanti de un an d'un montant de 1,5 milliard de dollars US; il est assorti d'un taux d'intérêt variable fondé sur le TIOL et majoré de 30 points de base. Cette facilité est renouvelable au gré de la société pour une période supplémentaire de six mois au TIOL majoré de 35 points de base. En août 2008, la société a utilisé 255 millions de dollars US de cette facilité et elle a annulé le reste des fonds confirmés. Au 31 décembre 2008, l'encours de cette facilité de crédit était de 255 millions de dollars US.

## NOTE 21 OBLIGATIONS LIÉES À LA MISE HORS SERVICE D'IMMOBILISATIONS

Au 31 décembre 2008, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations à l'égard des activités réglementées et non réglementées du secteur des pipelines s'élevaient à 69 millions de dollars (65 millions de dollars en 2007), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation variant de 2 % à 4 % par année. La juste valeur estimative de ces passifs s'établissait à 31 millions de dollars au 31 décembre 2008 (25 millions de dollars en 2007) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 8,0 %. Au 31 décembre 2008, le calendrier prévu pour le paiement en règlement des obligations s'étend de un an à 27 ans. La direction estime que, dans le cas des gazoducs réglementés, tous les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations seront récupérés par le truchement de la tarification au cours d'exercices futurs et, par conséquent, la société ne constate généralement que les obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de ses pipelines non réglementés.

Au 31 décembre 2008, les flux de trésorerie non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations liées à la mise hors services d'immobilisations du secteur de l'énergie se montaient à 427 millions de dollars (216 millions de dollars en 2007), montant calculé au moyen d'un taux d'inflation variant de 2 % à 3 % par année. La juste valeur estimative de ce passif s'établissait à 85 millions de dollars au 31 décembre 2008 (63 millions de dollars en 2007) après l'actualisation des flux de trésorerie estimatifs à des taux variant de 5,4 % à 8,0 %. Au 31 décembre 2008, le moment prévu du paiement en règlement des obligations variait de 10 à 33 ans.

**Rapprochement des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations<sup>(1)</sup>**

<i>(en millions de dollars)</i>	Pipelines	Énergie	Total
Solde au 1 <sup>er</sup> janvier 2006	4	29	33
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	4	6	10
Charge de désactualisation	1	1	2
Solde au 31 décembre 2006	9	36	45
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	14	25	39
Charge de désactualisation	2	2	4
Solde au 31 décembre 2007	25	63	88
Nouvelles obligations et révisions des flux de trésorerie estimatifs	<b>4</b>	<b>18</b>	<b>22</b>
Charge de désactualisation	<b>2</b>	<b>4</b>	<b>6</b>
<b>Solde au 31 décembre 2008</b>	<b>31</b>	<b>85</b>	<b>116</b>

<sup>(1)</sup> Au 31 décembre 2008, les montants reportés et les créiteurs comprenaient des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations totalisant respectivement 114 millions de dollars (88 millions de dollars en 2007) et 2 millions de dollars (néant en 2007).

**NOTE 22 AVANTAGES SOCIAUX FUTURS**

La société offre des régimes PD qui couvrent la presque totalité de ses employés. Les prestations de retraite payées aux termes des régimes PD prévoient le versement de prestations fondées sur le nombre d'années de service et le salaire moyen le plus élevé sur trois années de service consécutives et elles sont majorées chaque année au sein du Régime de pensions du Canada d'une fraction de la hausse de l'indice des prix à la consommation (« IPC »). Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'activité des employés, durée qui est d'environ neuf ans.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, la société offre également à ses employés un régime d'épargne au Canada, un régime 401(k) aux États-Unis et des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, soit des prestations de cessation d'emploi ainsi que des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les coûts au titre des services passés sont amortis sur la durée résiduelle moyenne prévue d'espérance de vie des anciens employés, durée qui est d'environ 11 ans au 31 décembre 2008. Les cotisations au régime d'épargne et au régime 401(k) sont passées en charges au moment où elles sont engagées.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs, soit les montants au comptant versés par la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 90 millions de dollars en 2008 (61 millions de dollars en 2007; 104 millions de dollars en 2006), y compris un montant de 21 millions de dollars en 2008 (8 millions de dollars en 2007; 2 millions de dollars en 2006) relativement aux régimes d'épargne-retraite.

Au 31 décembre de chaque exercice, la société évalue, aux fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. L'évaluation actuarielle des régimes de retraite la plus récente aux fins de capitalisation a eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2009, et la prochaine évaluation requise aura lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2010.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations</b>				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	1 462	1 378	155	132
Coût des services rendus au cours de l'exercice	52	45	2	2
Intérêts débiteurs	80	73	8	7
Cotisations des employés	3	4	1	–
Prestations versées	(68)	(65)	(8)	(7)
(Gain actuariel) perte actuarielle	(261)	(22)	(21)	8
Variations du taux de change	35	(16)	10	(6)
Modification des régimes	–	–	(11)	–
Acquisition	29	65	8	19
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	1 332	1 462	144	155
<b>Variation des actifs des régimes</b>				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	1 358	1 264	30	33
Rendement réel des actifs des régimes	(222)	33	(10)	2
Cotisations de l'employeur	62	46	7	7
Cotisations des employés	3	4	1	–
Prestations versées	(68)	(65)	(8)	(7)
Variations du taux de change	32	(17)	6	(5)
Acquisition	28	93	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	1 193	1 358	26	30
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(139)	(104)	(118)	(125)
Perte actuarielle nette non amortie	340	299	33	44
Coûts non amortis au titre des services passés	25	28	(1)	7
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	226	223	(86)	(74)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Autres actifs	226	223	–	5
Montants reportés	–	–	(86)	(79)
Total	226	223	(86)	(74)

Les montants présentés ci-dessus relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnées au 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Obligation au titre des prestations	<b>(1 317)</b>	(1 324)	<b>(144)</b>	(155)
Juste valeur des actifs des régimes	<b>1 178</b>	1 198	<b>26</b>	30
Situation de capitalisation – déficit des régimes	<b>(139)</b>	(126)	<b>(118)</b>	(125)

En 2009, la société prévoit que ses cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 140 millions de dollars, alors que ses cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 27 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autres avantages sociaux
2009	77	8
2010	81	9
2011	84	9
2012	88	10
2013	91	10
Période de 2014 à 2018	510	59

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations de la société au titre des prestations au 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Taux d'actualisation	<b>6,65 %</b>	5,30 %	<b>6,50 %</b>	5,50 %
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,65 %</b>	3,50 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour la société des régimes d'avantages sociaux au cours des exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Taux d'actualisation	<b>5,30 %</b>	5,05 %	5,00 %	<b>5,50 %</b>	5,20 %	5,15 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	<b>6,95 %</b>	6,90 %	6,90 %	<b>7,75 %</b>	7,75 %	7,75 %
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,60 %</b>	3,50 %	3,50 %			

Le taux de rendement global prévu à long terme des actifs des régimes est fondé sur les taux de rendement historiques et projetés du portefeuille dans son ensemble et de chaque catégorie d'actifs du portefeuille. Les taux de rendement projetés présumés sont choisis à la suite de l'analyse des données historiques et des estimations futures sur le niveau et la volatilité du rendement. Le taux de rendement repère par catégorie d'actifs, la composition des actifs ainsi que les paiements de prestations prévus à partir des actifs des régimes interviennent également dans la détermination du taux de rendement global prévu. Le taux d'actualisation est fondé sur les taux d'intérêt sur le marché pour des obligations de premier ordre correspondant à l'échéance et au versement prévu de prestations aux termes de chaque régime.

Pour les besoins de l'évaluation, le taux de croissance annuelle hypothétique du coût des soins de santé couverts par participant a été fixé à 9 % pour 2009. Selon l'hypothèse retenue, le taux diminuera graduellement pour se situer à 5 % en 2018 et demeurera à ce niveau par la

suite. L'incidence d'une variation de un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	1	(1)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	11	(10)

Le coût net des avantages sociaux pour la société se présente comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Coût des services rendus au cours de l'exercice	<b>52</b>	45	39	<b>2</b>	2	3
Intérêts débiteurs	<b>80</b>	73	65	<b>8</b>	7	8
Rendement réel des actifs des régimes	<b>222</b>	(33)	(134)	<b>10</b>	(2)	(6)
(Gain actuariel) perte actuarielle	<b>(261)</b>	(22)	53	<b>(21)</b>	8	(2)
Modification des régimes	-	-	-	<b>(11)</b>	-	(18)
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les rajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	<b>93</b>	63	23	<b>(12)</b>	15	(15)
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	<b>(316)</b>	(51)	63	<b>(12)</b>	(1)	4
Différence entre la perte actuarielle constatée (le gain actuariel constaté) et la perte actuarielle réelle (le gain actuariel réel) sur l'obligation au titre des prestations constituées	<b>280</b>	47	(27)	<b>23</b>	(7)	4
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	<b>4</b>	4	4	<b>11</b>	-	19
Amortissement de l'obligation transitoire liée à l'entreprise réglementée	-	-	-	<b>2</b>	2	2
Coût net des prestations constaté	<b>61</b>	63	63	<b>12</b>	9	14

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la société et la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre</i>	Pourcentage des actifs des régimes		Ventilation ciblée
<b>Catégorie d'actifs</b>	<b>2008</b>	2007	<b>2008</b>
Titres de créance	<b>48 %</b>	42 %	<b>35 % à 60 %</b>
Titres de participation	<b>52 %</b>	58 %	<b>40 % à 65 %</b>
	<b>100 %</b>	100 %	

Les titres de créance comprennent la dette de la société d'un montant de 3 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) et de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2008 et 2007. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 4 millions de dollars (0,3 % du total des actifs des régimes) et de 6 millions de dollars (0,4 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2008 et 2007.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

**Avantages sociaux futurs des coentreprises**

Certaines coentreprises de la société offrent à leurs employés des régimes PD ainsi que des avantages postérieurs à l'emploi autres que des prestations de retraite, notamment des prestations déterminées en matière d'assurance-vie et de soins médicaux en sus de celles des régimes publics. Les obligations aux termes de ces régimes ne peuvent donner lieu à aucun recours contre TCPL. Les montants ci-après dans la présente note, y compris dans les tableaux connexes, représentent la quote-part de TCPL relativement à ces régimes.

Les versements au comptant au titre des avantages sociaux futurs, soit les montants au comptant versés par les coentreprises de la société aux régimes PD et aux autres régimes d'avantages sociaux, ont totalisé 42 millions de dollars en 2008 (34 millions de dollars en 2007; 25 millions de dollars en 2006).

Au 31 décembre de chaque exercice, les coentreprises de la société évaluent, aux fins comptables, leurs obligations au titre des prestations ainsi que la juste valeur des actifs des régimes. Les évaluations actuarielles des régimes de retraite les plus récentes aux fins de capitalisation ont eu lieu en date du 1<sup>er</sup> janvier 2009, et les prochaines évaluations requises auront lieu en date du 1<sup>er</sup> janvier 2010.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
<b>Variation de l'obligation au titre des prestations</b>				
Obligation au titre des prestations – au début de l'exercice	789	807	165	169
Coût des services rendus au cours de l'exercice	27	28	8	10
Intérêts débiteurs	42	40	9	8
Cotisations des employés	6	5	–	–
Prestations versées	(37)	(23)	(4)	(2)
Gain actuariel	(229)	(34)	(45)	(16)
Variations du taux de change	1	(3)	–	–
Acquisition	–	(31)	–	(2)
Modification des régimes	–	–	–	(2)
Obligation au titre des prestations – à la fin de l'exercice	599	789	133	165
<b>Variation des actifs des régimes</b>				
Actifs des régimes à la juste valeur – au début de l'exercice	626	666	–	–
Rendement réel des actifs des régimes	(78)	(1)	–	–
Cotisations de l'employeur	38	32	4	2
Cotisations des employés	6	5	–	–
Prestations versées	(37)	(23)	(4)	(2)
Variations du taux de change	1	(5)	–	–
Acquisition	–	(48)	–	–
Actifs des régimes à la juste valeur – à la fin de l'exercice	556	626	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	(43)	(163)	(133)	(165)
Perte actuarielle nette (gain actuariel net) non amorti(e)	51	169	(3)	45
Coûts non amortis au titre des services passés	–	–	3	3
Actif (passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant	8	6	(133)	(117)

L'actif (le passif) au titre des prestations constituées, déduction faite de la provision pour moins-value de néant, est présenté aux bilans de la société comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Autres actifs	8	6	–	–
Montants reportés	–	–	(133)	(117)
Total	8	6	(133)	(117)

Les montants présentés ci-dessous relativement aux régimes qui ne sont pas entièrement capitalisés sont inclus dans l'obligation au titre des prestations et la juste valeur de l'actif des régimes susmentionnés au 31 décembre.

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Obligation au titre des prestations	<b>(594)</b>	(786)	<b>(133)</b>	(165)
Juste valeur des actifs des régimes	<b>551</b>	623	–	–
Situation de capitalisation – déficit des régimes	<b>(43)</b>	(163)	<b>(133)</b>	(165)

En 2009, les coentreprises de la société prévoient que leurs cotisations aux régimes de retraite totaliseront environ 37 millions de dollars, alors que leurs cotisations aux autres régimes d'avantages sociaux seront d'environ 4 millions de dollars.

Le tableau ci-après présente les prestations futures estimatives, qui reflètent les années de service futures prévues :

<i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite	Autres avantages sociaux
2009	39	4
2010	43	5
2011	46	6
2012	50	7
2013	54	7
Période de 2014 à 2018	325	49

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer les obligations des coentreprises de la société au titre des prestations aux 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite		Autres régimes d'avantages sociaux	
	2008	2007	2008	2007
Taux d'actualisation	<b>6,70 %</b>	5,25 %	<b>6,40 %</b>	5,15 %
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,50 %</b>	3,50 %		

Les moyennes pondérées des hypothèses actuarielles importantes utilisées pour évaluer le coût net pour les coentreprises de la société des régimes d'avantages sociaux pour les exercices terminés les 31 décembre sont les suivantes :

	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Taux d'actualisation	<b>5,25 %</b>	5,00 %	5,25 %	<b>5,15 %</b>	4,90 %	5,15 %
Taux de rendement à long terme prévu des actifs des régimes	<b>7,00 %</b>	7,00 %	7,30 %			
Taux de croissance de la rémunération	<b>3,50 %</b>	3,50 %	3,50 %			

L'incidence d'une variation de un point de pourcentage dans les tendances présumées des coûts liés aux soins de santé se présente comme suit :

<i>(en millions de dollars)</i>	Augmentation	Diminution
Incidence sur le total des composantes coût des services rendus et intérêts débiteurs	3	(2)
Incidence sur l'obligation au titre des avantages postérieurs à l'emploi	17	(14)

La quote-part de la société du coût net des avantages sociaux de ses coentreprises se présente comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	Régimes de retraite			Autres régimes d'avantages sociaux		
	2008	2007	2006	2008	2007	2006
Coût des services rendus au cours de l'exercice	27	28	24	8	10	7
Intérêts débiteurs	42	40	37	9	8	5
Rendement réel des actifs des régimes	78	1	(68)	–	–	–
(Gain actuariel) perte actuarielle	(229)	(34)	77	(45)	(16)	72
Modification des régimes	–	–	–	–	(2)	6
Éléments du coût net au titre des avantages sociaux avant les rajustements pour tenir compte de la nature à long terme du coût net au titre des avantages sociaux	(82)	35	70	(28)	–	90
Différence entre le rendement prévu et le rendement réel des actifs des régimes	(122)	(44)	26	–	–	–
Différence entre la perte actuarielle constatée (le gain actuariel constaté) et la perte actuarielle réelle (le gain actuariel réel) sur l'obligation au titre des prestations constituées	239	44	(70)	48	20	(72)
Différence entre l'amortissement des coûts au titre des services passés et les modifications réelles des régimes	–	–	–	–	3	(6)
Coût net des prestations constaté à l'égard des coentreprises	35	35	26	20	23	12

La ventilation moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite des coentreprises de la société ainsi que la ventilation ciblée par catégorie d'actifs s'établissent comme suit :

<i>Aux 31 décembre</i> <b>Catégorie d'actifs</b>	Pourcentage des actifs des régimes		<b>Ventilation ciblée</b>
	2008	2007	2008
Titres de créance	44 %	43 %	40 %
Titres de participation	56 %	57 %	60 %
	100 %	100 %	

Les titres de créance comprennent la dette de la société d'un montant de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) et de 1 million de dollars (0,2 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2008 et 2007. Les titres de participation comprennent les actions ordinaires de la société d'un montant de 3 millions de dollars (0,6 % du total des actifs des régimes) et de 3 millions de dollars (0,5 % du total des actifs des régimes) respectivement aux 31 décembre 2008 et 2007.

Les actifs des régimes de retraite sont gérés selon la méthode de la continuité de l'exploitation sous réserve des restrictions d'ordre législatif. La politique d'investissement des régimes consiste à maximiser le rendement compte tenu d'un degré acceptable de tolérance au risque. Les actifs des régimes de retraite font l'objet de placements diversifiés qui tiennent compte des caractéristiques des participants aux régimes.

## NOTE 23 VARIATION DU FONDS DE ROULEMENT D'EXPLOITATION

<i>Exercices terminés les 31 décembre</i> <i>(en millions de dollars)</i>	2008	2007	2006
(Augmentation) diminution des débiteurs	(126)	49	(186)
Diminution (augmentation) des stocks	82	(6)	(108)
(Augmentation) diminution des autres actifs à court terme	(146)	118	(6)
(Diminution) augmentation des créditeurs	(100)	64	(41)
Augmentation (diminution) des intérêts courus	102	(10)	41
	(188)	215	(300)

**NOTE 24 ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES****Engagements****Contrats de location-exploitation**

Déduction faite des encaissements au titre des contrats de sous-location, les versements annuels futurs aux termes des contrats de location-exploitation de la société pour divers bureaux, services et matériel s'établissent approximativement comme suit :

<i>Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)</i>	Loyers minimums	Montants recouvrables aux termes des contrats de sous-location	Versements nets
2009	40	(12)	28
2010	39	(12)	27
2011	39	(10)	29
2012	38	(5)	33
2013	37	(4)	33
2014 et par la suite	260	(7)	253
<b>Total</b>	<b>453</b>	<b>(50)</b>	<b>403</b>

Les contrats de location-exploitation des bureaux, services et matériel viennent à échéance à diverses dates jusqu'en 2035. Certains contrats de location-exploitation comportent une option de renouvellement pour des périodes allant de un an à dix ans. Les charges de location nettes liées aux contrats de location-exploitation en 2008 se sont élevées à 52 millions de dollars (34 millions de dollars en 2007; 25 millions de dollars en 2006).

Dans le contexte des CAE acquises en Alberta, les engagements de TCPL sont considérés comme des contrats de location-exploitation, et ces CAE ont été en partie sous-louées à des tiers à des modalités semblables. Les paiements à venir au titre de ces CAE n'ont pas été inclus dans le tableau qui précède puisqu'ils dépendent, entre autres facteurs, de la capacité disponible des centrales. La quantité d'électricité achetée aux termes des CAE pour 2008 a été de 471 millions de dollars (440 millions de dollars en 2007; 499 millions de dollars en 2006). Les capacités de production et les dates d'échéances des CAE s'établissent comme suit :

	Mégawatts	Date d'échéance
Sundance A	560	31 décembre 2017
Sundance B	353	31 décembre 2020
Sheerness	756	31 décembre 2020

TCPL et les sociétés lui étant affiliées ont passé des conventions d'achat de gaz naturel et de transport de gaz naturel à long terme, et elles ont conclu des ententes visant d'autres obligations d'achat, dans tous les cas aux prix du marché et dans le cours normal des affaires.

**Bruce Power**

Bruce A a pris des engagements envers des tiers fournisseurs dans le contexte de la remise à neuf et en service des premier et deuxième réacteurs ainsi que de la remise à neuf des troisième et quatrième réacteurs pour en prolonger la durée de vie utile. La quote-part de TCPL au titre de ces engagements, sur les trois exercices se terminant le 31 décembre 2011, s'établit comme suit :

**Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars)**

2009	204
2010	49
2011	2
<b>Total</b>	<b>255</b>

**Prêt – Aboriginal Pipeline Group**

Le 18 juin 2003, les producteurs de gaz du delta du Mackenzie, l'APG et TCPL ont conclu un accord régissant le rôle de TCPL dans le cadre du projet de gazoduc de la vallée du Mackenzie (« GVM »). Le projet donnerait lieu à la construction d'un gazoduc allant d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, à la frontière nord de l'Alberta, où il serait raccordé au réseau de l'Alberta. Conformément à l'accord, TCPL a convenu de financer l'APG pour sa part d'un tiers des coûts de conception préalable du projet. Cumulativement, ces coûts sont actuellement évalués à un montant entre 150 millions de dollars et 200 millions de dollars, selon le rythme d'élaboration du projet. Au 31 décembre 2008, TCPL avait avancé 140 millions de dollars à l'APG.

TCPL et les autres parties à la coentreprise du GVM continuent de s'intéresser activement à l'approbation du projet proposé, en mettant l'accent sur l'obtention des approbations réglementaires et l'appui d'un cadre fiscal acceptable par le gouvernement du Canada. Des discussions approfondies avec le gouvernement canadien se poursuivent, et le calendrier du projet demeure incertain. Advenant que les parties à la

contreprise ne parviennent pas à conclure un accord avec le gouvernement au sujet d'un cadre fiscal acceptable, elles devront déterminer les prochaines étapes qui s'imposent pour ce projet, notamment, l'évaluation par TCPL de la valeur comptable des montants avancés à l'APG.

#### Autres engagements

TCPL devra engager des dépenses en immobilisations totalisant environ 2,3 milliards de dollars pour sa part des coûts de construction de Keystone, du gazoduc dans le couloir centre-nord et d'autres projets pipeliniers.

La société devra aussi engager des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,0 milliard de dollars pour sa part des coûts de construction des projets de Coolidge et de Bruce Power, ainsi que ce qu'il reste de celui de Cartier énergie éolienne et de Halton Hills et Portlands Energy.

#### Éventualités

Le 3 avril 2008, la Cour d'appel de l'Ontario a rejeté un appel présenté par Canadian Alliance of Pipeline Landowners' Associations (« CAPLA »). CAPLA a présenté l'appel à la suite de la décision de la Cour supérieure de l'Ontario en novembre 2006 de rejeter le recours collectif de CAPLA contre TCPL et Enbridge Inc. pour des dommages qu'ils auraient subis du fait qu'ils se soient vu imposer une zone de contrôle dans un rayon de 30 mètres de la canalisation, conformément à l'article 112 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. La décision de la Cour d'appel de l'Ontario est exécutoire et sans appel puisque CAPLA n'a pas présenté un autre appel pendant la période permise.

TCPL est assujettie aux lois et règlements régissant la qualité de l'environnement et le contrôle de la pollution. Au 31 décembre 2008, la société avait constaté environ 83 millions de dollars relativement aux installations en exploitation et 3 millions de dollars relativement aux chantiers des activités abandonnées. Les montants constatés représentent l'estimation faite par la société du montant qu'elle prévoit engager pour remettre ces lieux en état. Cependant, des évaluations supplémentaires et les travaux de remise en état qui se poursuivent pourraient donner lieu à des obligations supplémentaires.

TCPL et ses filiales sont l'objet de diverses procédures et poursuites dans le cadre de leurs activités courantes. Bien qu'il ne soit pas possible de prédire avec certitude le résultat final de ces procédures et poursuites, la direction estime que leur règlement n'aura pas de conséquences importantes sur la situation financière consolidée ni sur les résultats d'exploitation consolidés de la société.

#### Garanties

TCPL, Cameco Corporation et BPC Generation Infrastructure Trust (« BPC ») ont garanti solidairement le tiers de certaines obligations financières conditionnelles de Bruce B relativement aux conventions de ventes d'électricité, aux permis d'exploitation, à un contrat de location et aux services contractuels. La durée des garanties varie de un an échéant en 2010 à perpétuité. En outre, TCPL et BPC ont garanti solidairement la moitié de certaines obligations financières conditionnelles liées à l'entente conclue avec l'Office de l'électricité de l'Ontario et prévoyant la remise en état et en service des réacteurs de Bruce A. Ces garanties ont été fournies dans le cadre de la restructuration de Bruce Power en 2005 et leurs durées s'étendent jusqu'à 2019. La quote-part de TCPL du risque inhérent aux garanties de Bruce A et de Bruce B variait de 711 millions de dollars à un maximum de 750 millions de dollars selon les évaluations faites le 31 décembre 2008. La juste valeur estimative de ces garanties est de 17 millions de dollars.

La société et ses associés dans certaines des entités qu'elle détient en partie ont solidairement garanti la performance financière de ces entités, principalement dans le contexte des projets de construction, du réacheminement du gaz naturel, des paiements dans le cadre de CAE et du paiement des obligations. Au 31 décembre 2008, la quote-part estimative de TCPL à l'égard du risque éventuel découlant des garanties variait de 688 millions de dollars à un maximum de 1,4 milliard de dollars. Pour certaines de ces entités, tout paiement effectué par TCPL, au titre des garanties précitées, supérieur à la quote-part de la société compte tenu de son degré de participation sera remboursé par ses associés. Au titre des montants reportés, un montant de 9 millions de dollars l'a été compte tenu de la juste valeur de ces garanties solitaires.

TCPL a garanti la valeur résiduelle d'une filiale à l'appui du remboursement, sous certaines conditions, du capital et de l'intérêt des titres de créance de 43 millions de dollars US de TransGas de Occidente S.A. (« TransGas ») émis dans le public. La société détient une participation de 46,5 % dans TransGas. Aux termes de la convention d'actionnaires, TCPL et une autre grande multinationale pourraient solidairement être tenues de rembourser un montant supérieur à leur quote-part des titres de créance de TransGas si les actionnaires minoritaires ne versaient pas leur apport. Tout paiement effectué par TCPL aux termes de cet accord serait converti en capital-actions de TransGas. Le risque éventuel pour la société dépend de l'incidence de toute modification législative sur la capacité de TransGas d'assurer le service de sa dette. Depuis l'émission des titres de créance en 1995, aucune modification n'a été apportée aux lois pertinentes; aucun risque n'a donc été engendré pour TCPL. Les titres de créance viennent à échéance en 2010. La société n'a constitué aucune provision au titre de cette garantie.

#### NOTE 25 OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à recevoir de TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Échéance	2008		2007	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Billets à escompte	2009	1 529	2,1 %	1 226	4,8 %
Billets à ordre <sup>(1)</sup>		–		181	
		<u>1 529</u>		<u>1 407</u>	

<sup>(1)</sup> Remboursables sur demande et non assortis d'intérêt.

Les opérations suivantes sont incluses dans le montant à rembourser à TransCanada Corporation.

(en millions de dollars)	Échéance	2008		2007	
		Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt	Encours au 31 décembre	Taux d'intérêt
Facilité de crédit <sup>(1)</sup>	2009	1 621	5,3 %	1 307	5,5 %
Facilité de crédit <sup>(2)</sup>		200	4,8 %	207	6,0 %
Billets à ordre (370 \$ US en 2007) <sup>(3)</sup>		–	–	365	5,6 %
		<b>1 821</b>		<b>1 879</b>	

<sup>(1)</sup> TransCanada a établi auprès de TCPL une facilité de crédit non garantie de 2,5 milliards de dollars, portant intérêt au taux préférentiel de Reuters ou au taux des acceptations bancaires majoré de 65 points de base au gré de TCPL. Les fonds avancés aux termes de cette facilité peuvent être affectés au remboursement de la dette ou aux contributions du commandité dans Bruce A ou encore aux fonds de roulement et autres fins générales. Au 31 décembre 2008, l'encours de cette facilité était de 1,6 milliard de dollars (1,3 milliard de dollars en 2007). L'accord échoit le 15 décembre 2009.

<sup>(2)</sup> En mai 2003, TCPL a établi, à des fins générales, une facilité de crédit renouvelable et remboursable à vue auprès de TransCanada d'un montant de 500 millions de dollars ou l'équivalent en dollars US, portant intérêt au taux préférentiel annuel de la Banque Royale du Canada ou au taux de base annuel aux États-Unis. En mai 2008, un montant de 7 millions de dollars a été remboursé à TransCanada.

<sup>(3)</sup> En février 2007, TCPL a émis un billet à ordre en faveur de TransCanada d'un montant de 700 millions de dollars US portant intérêt au TIOL majoré de 32,5 points de base. Le billet à ordre arrivait à échéance au plus tard le 9 février 2008. L'encours de 370 millions de dollars US au 31 décembre 2007 a été intégralement remboursé le 7 janvier 2008.

En 2008, les charges financières comprenaient des intérêts débiteurs de 76 millions de dollars (72 millions de dollars en 2007) et des intérêts créditeurs de 55 millions de dollars (30 millions de dollars en 2007) en raison des opérations conclues avec TransCanada. Au 31 décembre 2008, les créiteurs comprenaient des intérêts de 2 millions de dollars à payer à TransCanada (5 millions de dollars en 2007).

#### NOTE 26 ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Le bénéfice de 28 millions de dollars découlant des activités abandonnées en 2006 tient compte des règlements à la suite de demandes de réclamation soumises dans le cadre de faillites liés à l'entreprise de commercialisation du gaz que TCPL a vendue en 2001.

## POINTS SAILLANTS DES RÉSULTATS FINANCIERS DES NEUF DERNIERS EXERCICES

*(en millions de dollars, sauf indication contraire)*

	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
<b>États des résultats</b>									
Produits	8 619	8 828	7 520	6 124	5 497	5 636	5 225	5 285	4 384
Bénéfice net découlant des activités poursuivies	1 442	1 232	1 071	1 230	1 000	823	769	708	663
Bénéfice net (perte nette) par secteur									
Pipelines	902	686	560	679	584	625	639	572	613
Énergie	614	514	452	566	398	217	160	181	95
Siège social	(96)	10	37	(37)	(4)	(41)	(52)	(67)	(80)
Activités poursuivies	1 420	1 210	1 049	1 208	978	801	747	686	628
Activités abandonnées	–	–	28	–	52	50	–	(67)	61
Bénéfice net revenant aux actionnaires ordinaires	1 420	1 210	1 077	1 208	1 030	851	747	619	689
<b>États des flux de trésorerie</b>									
Fonds provenant de l'exploitation (Augmentation) diminution du fonds de roulement d'exploitation	2 992 (188)	2 603 215	2 374 (300)	1 950 (48)	1 701 28	1 822 93	1 843 92	1 625 (487)	1 484 437
Rentrées nettes provenant de l'exploitation	2 804	2 818	2 074	1 902	1 729	1 915	1 935	1 138	1 921
Dépenses en immobilisations et acquisitions	(6 363)	(5 874)	(2 042)	(2 071)	(2 046)	(965)	(851)	(1 082)	(1 144)
Cessions d'actifs, déduction faite des impôts sur les bénéfices exigibles	28	35	23	671	410	–	–	1 170	2 233
Dividendes au comptant sur les actions ordinaires et les actions privilégiées	(817)	(725)	(639)	(608)	(574)	(532)	(488)	(440)	(458)
<b>Bilans</b>									
<b>Actif</b>									
Immobilisations corporelles									
Pipelines	20 700	18 280	17 141	16 528	17 306	16 064	16 158	16 562	16 937
Énergie	8 435	5 127	4 302	3 483	1 421	1 368	1 340	1 116	776
Siège social	54	45	44	27	37	50	64	66	111
Total de l'actif									
Activités poursuivies	40 935	31 737	26 386	24 113	22 414	20 873	20 416	20 255	20 238
Activités abandonnées	–	–	–	–	7	11	139	276	5 007
Total de l'actif	40 935	31 737	26 386	24 113	22 421	20 884	20 555	20 531	25 245
<b>Structure du capital</b>									
Dette à long terme	15 368	12 377	10 887	9 640	9 749	9 516	8 899	9 444	10 008
Billets subordonnés de rang inférieur	1 213	975	–	–	–	–	–	–	–
Titres privilégiés	–	–	536	536	554	598	944	950	1 208
Participations sans contrôle	805	610	366	394	311	324	288	286	257
Actions privilégiées	389	389	389	389	389	389	389	389	389
Capitaux propres attribuables aux actionnaires ordinaires	12 574	9 664	7 618	7 164	6 484	6 044	5 747	5 426	5 211

	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
<b>Données par action ordinaire (en dollars)</b>									
Bénéfice net – de base									
Activités poursuivies	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,56 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	–	0,06	–	0,11	0,11	–	(0,14)	0,13
	<b>2,59 \$</b>	<b>2,33 \$</b>	<b>2,23 \$</b>	<b>2,50 \$</b>	<b>2,14 \$</b>	<b>1,77 \$</b>	<b>1,56 \$</b>	<b>1,30 \$</b>	<b>1,45 \$</b>
Bénéfice net – dilué									
Activités poursuivies	2,59 \$	2,33 \$	2,17 \$	2,50 \$	2,03 \$	1,66 \$	1,55 \$	1,44 \$	1,32 \$
Activités abandonnées	–	–	0,06	–	0,11	0,11	–	(0,14)	0,13
	<b>2,59 \$</b>	<b>2,33 \$</b>	<b>2,23 \$</b>	<b>2,50 \$</b>	<b>2,14 \$</b>	<b>1,77 \$</b>	<b>1,55 \$</b>	<b>1,30 \$</b>	<b>1,45 \$</b>
<b>Données par action privilégiée (en dollars)</b>									
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif, série U	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
Actions privilégiées de premier rang à dividende cumulatif, série Y	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$	2,80 \$
<b>Ratios financiers</b>									
Ratio du bénéfice sur les charges fixes <sup>(1)</sup>	2,7	2,6	2,6	2,9	2,5	2,3	2,3	2,1	1,9

<sup>(1)</sup> Le ratio du bénéfice sur les charges fixes est calculé en divisant le bénéfice par les charges fixes. Le bénéfice est calculé en tant que la somme du bénéfice découlant des activités poursuivies, des charges financières, des charges financières des coentreprises, des impôts sur les bénéfices, du bénéfice des participations sans contrôle (à l'exclusion des participations sans contrôle avec charges financières) et rajusté en fonction du bénéfice non réparti des placements comptabilisés selon la méthode de comptabilisation à la valeur de consolidation. Les charges fixes sont calculées en tant que la somme des charges financières, des charges financières des coentreprises et des intérêts capitalisés.

## dirigeants

	<b>Hal Kvisle</b> Président et chef de la direction
	<b>Russ Girling</b> Président, Pipelines
	<b>Alex Pourbaix</b> Président, Énergie
	<b>Greg Lohnes</b> Vice-président directeur et chef des finances
	<b>Dennis McConaghy</b> Vice-président directeur, Stratégie et développement - pipelines
	<b>Sean McMaster</b> Vice-président directeur, Siège social et chef du contentieux
	<b>Sarah Raiss</b> Vice-présidente directrice, Services généraux
	<b>Don Wishart</b> Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie

## pour nous joindre

Consulter notre site Web pour un complément d'information sur :

- les entreprises de pipelines et d'énergie de la société
- les projets et les initiatives de la société
- la responsabilité sociale
- la gouvernance de l'entreprise
- les services à l'intention des investisseurs

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

TransCanada est heureuse de répondre aux questions des actionnaires et des investisseurs.

Renseignements :

**David Moneta**, Vice-président,  
Relations avec les investisseurs et communications

**1.800.361.6522**

(Canada et États continentaux des États-Unis)

### TransCanada PipeLines Limited

TransCanada Tower  
450 1st Street SW  
Calgary (Alberta)  
T2P 5H1

1.403.920.2000  
1.800.661.3805





## notre vision

TransCanada sera le chef de file du secteur des infrastructures énergétiques en Amérique du Nord en ciblant les occasions de croissance dans les secteurs des pipelines et de la production d'électricité dans des régions où la société profite ou peut établir d'importants avantages concurrentiels.

