



TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

NOTICE ANNUELLE

Pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001

Le 26 février 2002

TABLE DES MATIÈRES

RENSEIGNEMENTS DE RÉFÉRENCE	ii
INFORMATION PROSPECTIVE	iii
LA SOCIÉTÉ	1
APERÇU GÉNÉRAL DES ACTIVITÉS	2
ACTIVITÉS DE TRANSCANADA.....	6
SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT	23
BREVETS, LICENCES ET MARQUES DE COMMERCE	24
POURSUITES JUDICIAIRES	24
ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE.....	24
INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE CHOISIE	25
MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES	26
ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS	27
RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES.....	32
ANNEXE A.....	33

Date des renseignements

Sauf indication contraire, les renseignements présentés dans la présente notice annuelle sont donnés en date du 31 décembre 2001.

RENSEIGNEMENTS DE RÉFÉRENCE

Taux de change du dollar canadien

Sauf indication contraire, tous les montants mentionnés dans le présent document sont libellés en dollars canadiens. Le tableau qui suit donne les cours au comptant extrêmes, les cours au comptant moyens à midi et les cours au comptant de clôture en fin d'exercice pour le dollar américain pour les cinq derniers exercices, chacun libellé en dollars canadiens, publiés par la Banque du Canada.

	Exercice terminé le 31 décembre				
	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>	<u>1998</u>	<u>1997</u>
Haut.....	1,4935	1,5583	1,5475	1,5845	1,4399
Bas.....	1,6034	1,4353	1,4420	1,4040	1,3345
Moyen à midi.....	1,5484	1,4852	1,4858	1,4835	1,3844
Fin d'exercice.....	1,5926	1,5002	1,4433	1,5305	1,4291

Le 26 février 2002 le cours au comptant à midi pour le dollar américain publié par la Banque du Canada était de 1,00 \$ US = 1,6110 \$ CA.

Tableau de conversion métrique

Les facteurs de conversion mentionnés ci-dessous représentent des facteurs approximatifs. Pour convertir du système métrique au système impérial, multiplier par le facteur indiqué. Pour convertir du système impérial au système métrique, diviser par le facteur indiqué.

<u>Système métrique</u>	<u>Système impérial</u>	<u>Facteur</u>
kilomètres	milles	0,62
millimètres	pouces	0,04
gigajoules	millions d'unités thermiques britanniques (« MMBtu »)	0,95
mètres cubes*	pieds cubes	35,3
kilopascals	livres par pouce carré	0,15
degrés Celsius	degrés Fahrenheit	Pour convertir en Fahrenheit, multiplier par 1,8, ensuite ajouter 32°; Pour convertir en Celsius, soustraire 32°, ensuite diviser par 1,8

* La conversion se fonde sur du gaz naturel à une pression de base de 101,325 kilopascals et à une température de base de 15° Celsius.

Unités d'énergie et de puissance

GJ	=	Gigajoule	=	10 ⁹ joules
MW	=	Megawatt	=	10 ⁶ watts

INFORMATION PROSPECTIVE

Certaines informations écrites et verbales faites ou intégrées par renvoi de temps à autre par TransCanada ou ses représentants à la présente notice annuelle et les autres rapports et dépôts effectués auprès des autorités de réglementation en valeurs mobilières, les communiqués de presse, les conférences ou autres, constituent de l'information prospective et concernent, entre autres, le rendement financier prévu, les perspectives commerciales, les stratégies, l'évolution du cadre réglementaire, les nouveaux services, les forces du marché, les engagements et les progrès technologiques. Une grande partie de cette information figure dans l'analyse par la direction (« analyse par la direction ») comprise dans le rapport annuel aux actionnaires de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001 (le « rapport annuel »). La partie intitulée Analyse par la direction de ce rapport est intégrée aux présentes par renvoi. De nature, cette information prospective est présentée sous réserve de divers risques et incertitudes, notamment ceux qui sont analysés aux présentes, qui pourraient entraîner que les résultats et activités réels de TransCanada diffèrent considérablement des résultats prévus ou des autres attentes dont il est fait mention dans ces documents. Le lecteur est mis en garde de ne pas accorder une importance démesurée à cette information prospective, laquelle est donnée en date de la présente notice annuelle, et TransCanada ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser de l'information prospective, que ce soit par suite de nouvelles informations, d'événements futurs ou autrement. Les facteurs qui pourraient avoir pour effet que les résultats ou événements futurs diffèrent considérablement des prévisions actuelles sont, notamment, la capacité de TransCanada de mettre en œuvre avec succès ses initiatives stratégiques et le fait que ces initiatives stratégiques produiront ou non les avantages attendus; la disponibilité et le prix des ressources énergétiques; le cadre de réglementation; les facteurs touchant la concurrence dans les secteurs des pipelines et de l'industrie énergétique, et la conjoncture économique actuelle et future en Amérique du Nord.

LA SOCIÉTÉ

TransCanada PipeLines Limited

TransCanada PipeLines Limited est une société canadienne ouverte constituée le 21 mars 1951 sous la dénomination de Trans-Canada Pipe Lines Limited, par une loi spéciale du Parlement du Canada. Le 19 avril 1972, elle a été prorogée aux termes de la partie I de la *Loi sur les corporations canadiennes* par lettres patentes, ce qui comprenait la modification de son capital et le changement de dénomination sociale à TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada »). Le 1^{er} juin 1979, TransCanada a été prorogée en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (« LCSA »). Après la prorogation en vertu de la LCSA, TransCanada a apporté plusieurs modifications à ses statuts relativement à son capital-actions autorisé ainsi qu'à plusieurs mises à jour de ses statuts en vue de consolider les diverses modifications à ses statuts et de créer certaines catégories d'actions privilégiées. Le 2 juillet 1998, un certificat d'arrangement a été délivré aux termes de la LCSA, dans le cadre du plan d'arrangement entre TransCanada et NOVA Corporation (« NOVA ») en vertu duquel les sociétés ont fusionné et l'entreprise de produits chimiques exploitée par NOVA a été séparée pour être exploitée en tant que société ouverte distincte. Le 1^{er} janvier 1999, un certificat de fusion a été délivré dans le cadre de la fusion abrégée verticale de TransCanada avec sa filiale en propriété exclusive, Alberta Natural Gas Company Ltd. (« ANG »). Le 14 mai 1999, TransCanada a modifié ses statuts pour permettre aux administrateurs de nommer jusqu'à deux administrateurs supplémentaires entre les assemblées annuelles à condition que ces nominations ne dépassent pas le tiers du nombre d'administrateurs élus à l'assemblée annuelle des actionnaires précédente. Le 1^{er} janvier 2000, un certificat de fusion a été délivré dans le cadre de la fusion abrégée verticale de TransCanada avec sa filiale en propriété exclusive, NOVA Gas International Ltd.

Le 27 avril 2001, TransCanada a reçu l'approbation des actionnaires visant à faire en sorte que son territoire de constitution devienne l'Alberta, afin de faciliter une fusion avec sa filiale en propriété exclusive, Nova Gas Transmission Ltd. TransCanada entend donner suite à la prorogation et à la fusion en 2002 dès réception de l'autorisation réglementaire appropriée.

À moins d'indication contraire du contexte dans la présente notice annuelle, toute mention de « TransCanada » se rapporte à TransCanada PipeLines Limited et aux filiales par l'entremise desquelles ses diverses opérations commerciales sont menées à bien.

Le siège social de TransCanada et son bureau principal sont situés au 450 – 1st Street S.W., Calgary (Alberta) T2P 5H1.

Au 31 décembre 2001, TransCanada avait environ 2 550 employés travaillant au Canada et aux États-Unis.

Filiales

Se reporter à l'annexe A de la présente notice annuelle, pour la liste des filiales importantes de TransCanada. La liste exclut certaines filiales de TransCanada dont l'actif total ne représente pas, individuellement, plus de 10 % de l'actif consolidé de TransCanada au 31 décembre 2001 et dont les revenus totaux ne dépassent pas, individuellement, 10 % des revenus consolidés de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001. Ces filiales exclues représentent

globalement moins de 20 % de l'actif consolidé de TransCanada au 31 décembre 2001 et moins de 20 % des revenus consolidés de TransCanada pour l'exercice terminé le 31 décembre 2001.

Présentation de l'information

La présente notice annuelle a été préparée pour tenir compte de la présentation des activités poursuivies et des activités abandonnées de TransCanada figurant dans les états financiers consolidés vérifiés 2001 de TransCanada. En décembre 1999, TransCanada a annoncé qu'elle mettait l'accent sur ses activités commerciales de transport du gaz naturel, de production d'électricité et de commercialisation du gaz au Canada et dans le nord des États-Unis. Le conseil d'administration a approuvé des plans officiels visant l'aliénation de certaines activités commerciales qui étaient comptabilisées en tant qu'activités abandonnées dans les états financiers consolidés vérifiés 1999. En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan suivant lequel la société se départirait de ses activités de commercialisation et de commerce du gaz. Au 31 décembre 2001, TransCanada avait réalisé en grande partie ses plans officiels.

APERÇU GÉNÉRAL DES ACTIVITÉS

Le développement général des activités de TransCanada au cours des trois derniers exercices et les situations ou événements majeurs qui ont influencé ce développement sont résumés ci-après. La plupart de ces événements sont exposés plus amplement sous la rubrique « Activités de TransCanada » dans la présente notice annuelle.

Activités de transport

Activités de transport : Canada

TransCanada a d'importants avoirs dans des gazoducs au Canada, y compris :

- le réseau principal de transport de gaz naturel (le « réseau principal au Canada »);
- le réseau de transport de gaz naturel de l'Alberta (le « réseau de l'Alberta »);
- un réseau de transport de gaz naturel en Colombie-Britannique (le « réseau CB »);
- une participation de 50 % dans Foothills Pipe Lines Ltd. (« Foothills »);
- directement et par l'intermédiaire de sa participation dans Foothills,
 - une participation de 69,5 % dans Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd.,
 - une participation de 74,5 % dans Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd., et
 - une participation de 74,5 % dans Foothills Pipe Lines (South B.C.) Ltd.,chacune de ces entreprises étant un pipeline d'exploitation lesquels totalisent ensemble une longueur de 1 040 kilomètres (le « réseau Foothills »). Le réseau Foothills transporte le gaz naturel canadien de l'Ouest à partir du centre de l'Alberta jusqu'aux pipelines de raccordement pour l'acheminer aux marchés des États-Unis; et
- une participation de 50 % dans Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (« TQM »), gazoduc d'une longueur de 572 kilomètres qui traverse le fleuve St-Laurent à Montréal et s'étend jusqu'au sud de la frontière canado-américaine, et s'étend au nord jusqu'à Québec pour ensuite traverser le fleuve St-Laurent jusqu'à la rive sud.

Activités de transport : États-Unis

Les avoirs de TransCanada dans des pipelines aux États-Unis comprennent :

- une participation de 50 % dans Great Lakes Gas Transmission Limited Partnership (« Great Lakes »), gazoduc d'une longueur de 3 387 kilomètres qui s'étend du Manitoba jusque dans l'est et le Midwest des États-Unis; et
- une participation de 40,96 % dans Iroquois Gas Transmission System (« Iroquois »), gazoduc d'une longueur de 604 kilomètres qui relie le réseau principal au Canada au nord-est des États-Unis en traversant le fleuve St-Laurent; et
- une participation de 33,29 % dans Portland (« Portland »).

En 1999, TransCanada détenait également :

- une participation de 30 % dans Northern Border Pipeline Company (Northern Border), réseau de gazoducs de 2 010 kilomètres qui se raccorde au réseau Foothills en Saskatchewan et dessert le Midwest des États-Unis; et
- une participation de 50 % dans Tuscarora Gas Transmission Company (« Tuscarora »), réseau de gazoducs de 369 kilomètres qui s'étend de Malin, en Oregon, jusqu'à Reno, dans le Nevada.

TC PipeLines, LP, est une société en commandite ouverte dans laquelle TransCanada détient indirectement une participation de 33,4 % et pour laquelle TransCanada, par l'intermédiaire d'une filiale, agit en tant que commandité. En 1999, TransCanada a vendu à TC PipeLines, LP sa participation de 30 % dans Northern Border. En 2000, TransCanada a vendu à TC PipeLines, LP la totalité moins 1 % de sa participation de 50 % dans Tuscarora.

Activités de transport : Faits nouveaux en 2001

En janvier 2001, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement de principe relativement à la tarification et aux services 2001 et 2002 sur le réseau de l'Alberta. Le règlement établit l'exigence de revenu fixe du réseau de l'Alberta pour les deux prochaines années. Le règlement, approuvé par l'Alberta Energy and Utilities Board (« AEUB »), avec la structure de tarification au point de réception antérieurement approuvée par l'AEUB, constitue la base de la tarification du réseau de l'Alberta jusqu'en 2002. Voir la rubrique « Gazoducs détenus en propriété exclusive – Réseau de l'Alberta – Réglementation du réseau de l'Alberta », qui figure ailleurs dans la présente notice annuelle.

En février 2001, TransCanada a annoncé qu'elle avait conclu un règlement relativement aux services et à la tarification de 2001 et 2002 sur son réseau principal de transport du gaz naturel au Canada, qui résoudrait toutes les questions autres que le coût des immobilisations. Les parties ont convenu que la question du coût des immobilisations serait déterminée dans le cadre d'un forum différent. L'Office national de l'énergie (l'« ONE ») a approuvé ce règlement. Voir la rubrique « Gazoducs détenus en propriété exclusive – Réseau principal au Canada – Réglementation du réseau principal au Canada », qui est présenté ailleurs dans la présente notice annuelle.

Électricité

TransCanada détient et/ou exploite un certain nombre de participations dans le secteur de l'électricité :

<u>Description :</u>	<u>Emplacement :</u>	<u>Date :</u>
▪ Centrale de 38 MW	Cancarb, Medicine Hat (Alberta)	en service en 2000
▪ Contrat d'achat d'électricité de 560 MW, 100 % de la production	Centrale Sundance A, près d'Edmonton (Alberta)	acquise en 2000
▪ Contrat d'achat d'électricité de 706 MW, 50 % de la production	Centrale Sundance B, près d'Edmonton (Alberta)	acquise en 2001
▪ Centrale de 80 MW	Carseland (Alberta)	en service en 2001
▪ Centrale de 40 MW	Redwater (Alberta)	en service en 2001
▪ Centrale Ocean State de 560 MW	Rhode Island	participation portée à 100 % en 2000
▪ Centrales hydro-électriques Curtis Palmer (2) de 60 MW	Près de Corinth, New York	acquise en 2001
▪ Centrale de 80 MW	Bear Creek (Alberta)	2002 *
▪ Centrale de 165 MW	MacKay River (Alberta)	2003 *

* date prévue de mise en service

TransCanada détient une participation de 35,6 % dans S.E.C. TransCanada Électricité (« S.E.C. Électricité »), la participation restante étant détenue par le public. S.E.C. Électricité est propriétaire de plusieurs centrales qui sont gérées par une filiale de TransCanada :

<u>Production :</u>	<u>Emplacement :</u>	<u>Date d'achèvement :</u>
▪ 40 MW	Nipigon (Ontario)	1997
▪ 40 MW	Kapuskasing (Ontario)	1997
▪ 40 MW	North Bay (Ontario)	1997
▪ 43 MW	Tunis (Ontario)	1998
▪ 64 MW	Casleton-on-Hudson (New York)	1999
▪ 66 MW	Williams Lake (Colombie-Britannique)	1999
▪ 35 MW	Calstock (Ontario)	2000

Faits nouveaux en 2001 - Société

En janvier 2001, TransCanada a annoncé une hausse de 0,025 \$ de son dividende trimestriel sur les actions ordinaires en circulation de la société pour le trimestre se terminant le 31 mars 2001.

Le 21 mars 2001, le conseil d'administration de TransCanada a annoncé que Harold (Hal) Kvisle a été nommé président et chef de la direction, avec prise d'effet au 1^{er} mai 2001.

Faits nouveaux en 2002 - Société

Le 29 janvier 2002, le conseil d'administration a déclaré une hausse de son dividende trimestriel qui est passé de 0,225 \$ à 0,25 \$ par action sur les actions ordinaires en circulation de la société pour le trimestre se terminant le 31 mars 2002.

Activités abandonnées au cours des trois dernières années

En 1999, TransCanada a annoncé qu'elle concentrerait ses activités sur le transport du gaz naturel, la production d'électricité et la commercialisation du gaz au Canada et dans la partie nord des États-Unis. Par conséquent, TransCanada se retirerait des activités internationales, des activités intermédiaires et des activités connexes de commercialisation de pétrole brut et de commercialisation du pétrole et de produits et vendrait également Express Pipeline, pipeline de pétrole brut. En 1999, 2000 et 2001, TransCanada a procédé aux aliénations suivantes :

- sa participation de 25,48 % dans East Australian Pipeline Limited;
- son entreprise américaine de commercialisation des liquides du gaz naturel;
- ses activités intermédiaires américaines;
- ses activités américaines de commercialisation du pétrole brut;
- Angus Chemicals Ltd. (entreprise de produits chimiques spéciaux, qu'elle avait entièrement acquise en 1996 grâce à son acquisition d'ANG);
- la quasi-totalité de ses éléments d'actif intermédiaires;
- la quasi-totalité de ses participations internationales (voir la rubrique « Activités abandonnées », qui figure ailleurs dans la présente notice annuelle pour les éléments d'actif internationaux que TransCanada a toujours l'intention de vendre);
- Northridge Petroleum Marketing Ltd., société canadienne qui commercialisait le pétrole brut et les produits raffinés; et
- sa participation de 50 % dans Express Pipeline, réseau de pipelines de pétrole brut et entreprise de commercialisation connexe.

Au cours de la même période, TransCanada a également aliéné :

- TransCanada West Office Tower (ancien siège social de NOVA), situé dans le centre-ville de Calgary; et
- sa participation dans Hermiston Power Partnership, projet de développement d'une centrale électrique à cycle combiné de 536 mégawatts située près de Hermiston, en Oregon.

En 2001, la société a conclu un contrat visant la vente de l'installation de traitement du gaz naturel Harmattan, usine de traitement du gaz sulfureux, d'extraction et de fractionnement des liquides du gaz naturel, qui a été mené à terme en février 2002. Toutefois, le produit tiré de la vente est détenu en mains tierces dans l'attente de l'issue de certaines procédures judiciaires.

Pour de plus amples renseignements sur les activités abandonnées, consultez la Note 19 des « États financiers consolidés de 2001 » du rapport annuel. Les états financiers consolidés de 2001 sont intégrés par renvoi aux présentes.

En juillet 2001, le conseil d'administration a approuvé un plan visant l'aliénation de l'entreprise de commercialisation du gaz naturel de la société, laquelle comprenait la prestation de services d'approvisionnement, de transport et de gestion d'actif, de même que des produits financiers structurés et ses services à la clientèle au Canada et dans la partie nord des États-Unis. Voir la rubrique « Activités abandonnées – commercialisation et commerce du gaz » qui se retrouve ailleurs dans la présente notice annuelle.

ACTIVITÉS DE TRANSCANADA

Le tableau suivant présente les produits d'exploitation de TransCanada provenant des activités poursuivies par secteur et par secteur géographique pour les exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000.

	<u>2001</u>	<u>2000</u>
	<u>Tous les clients</u>	<u>Tous les clients</u>
	(millions de dollars)	(millions de dollars)
Transport		
Canada – livraisons au Canada	2 469	2 574
Canada – livraisons pour l'exportation ⁽¹⁾	1 239	1 120
États-Unis	<u>172</u>	<u>162</u>
	<u>3 880</u>	<u>3 856</u>
Électricité		
Canada – livraisons au Canada	90	–
Canada – livraisons pour l'exportation	808	228
États-Unis	<u>471</u>	<u>337</u>
	<u>1 369</u>	<u>565</u>
Total des produits d'exploitation⁽²⁾	<u>5 249</u>	<u>4 421</u>

Nota :

- 1) Les livraisons pour l'exportation sont des livraisons à des clients desservant des marchés américains.
- 2) Les produits d'exploitation sont attribués aux pays, d'après le pays d'origine du produit ou du service.

TRANSPORT

Le secteur Transport des activités de TransCanada comprend l'exploitation du réseau de l'Alberta, du réseau principal au Canada et du réseau CB. Il comprend en outre d'autres investissements de TransCanada dans des gazoducs situés au Canada et aux États-Unis.

Les services canadiens de transport du gaz naturel sont fournis aux termes de tarifs de transport du gaz qui assurent la récupération des coûts et un rendement sur le capital investi tels que déterminés aux termes de diverses ententes avec les clients et d'autres parties intéressées et approuvés par les autorités de réglementation applicables. En tant que transporteur de gaz naturel, et sous réserve de l'approbation réglementaire, le bénéfice net du secteur Transport est réalisé aux termes de ces ententes. Le bénéfice net n'est pas directement touché par les fluctuations du prix commercial du gaz naturel. Toutefois, ces fluctuations peuvent avoir un effet indirect sur le revenu de TransCanada étant donné que les produits d'exploitation provenant de la vente de certains services facultatifs sont touchés en partie par le prix du gaz naturel et que ces fluctuations peuvent toucher tant les niveaux de production que le bassin de gaz duquel les utilisateurs de gaz nord-américains choisissent d'acheter leurs approvisionnements en gaz.

Le volume des expéditions de gaz naturel sur le réseau de l'Alberta, sur le réseau principal au Canada et sur le réseau CB dépend du volume de gaz naturel produit et vendu en Alberta et hors de l'Alberta ainsi que de la construction et la disponibilité de capacités de pipelines supplémentaires. L'approvisionnement en gaz acheminé par TransCanada provient surtout du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (« BSOC »). Selon les estimations à la fin de l'exercice 2000, le BSOC avait des réserves établies restantes d'environ 61 billions de pieds cubes de gaz naturel (« Bpi³ ») avec un ratio de production sur les réserves restantes d'environ 10 ans aux niveaux de production actuels. Des réserves réelles sont continuellement découvertes et maintiennent généralement le ratio de réserves/production à près de 10 ans. La production de gaz naturel provenant du BSOC a augmenté dans l'ensemble de 13 % depuis 1995. TransCanada prévoit que l'approvisionnement en gaz naturel du BSOC pourrait augmenter à un rythme modéré étant donné que les producteurs mettent de plus en plus l'accent sur les perspectives de gaz naturel dans les zones de productivité plus profonde et plus élevée. Grâce à l'expansion de la capacité des pipelines en propriété exclusive et partielle de TransCanada au cours des dernières années et au démarrage en décembre 2000 du pipeline Alliance, conjugués à une augmentation importante de la demande de gaz naturel en Alberta, TransCanada prévoit qu'il y aura une capacité pipelinère excédentaire provenant du BSOC au cours des prochaines années.

Outre les renseignements concernant le secteur Transport des activités de TransCanada énoncés aux présentes, d'autres renseignements comprenant un exposé des risques d'entreprise auxquels fait face le secteur Transport se trouvent dans l'analyse par la direction sous la rubrique « Transport - Gazoducs détenus en propriété exclusive – Risques d'entreprise ».

Gazoducs détenus en propriété exclusive

Réseau de l'Alberta

Le réseau de l'Alberta, détenu par NOVA Gas Transmission Ltd. (« NGTL »), filiale en propriété exclusive de TransCanada, est un réseau de transport de gaz naturel à l'échelle provinciale en Alberta qui recueille et transporte le gaz naturel pour consommation en Alberta et pour livraison aux gazoducs de raccordement, tels que le réseau principal au Canada, le réseau Foothills et le réseau CB, ainsi que d'autres pipelines non affiliés, à la frontière de l'Alberta pour livraison dans l'Est du Canada, en Colombie-Britannique et aux États-Unis. Le réseau de l'Alberta comprend environ 22 500 kilomètres de lignes principales et d'embranchements.

Les dépenses en immobilisations relatives à l'entretien et à la capacité, qui dépendent en partie des demandes de service de transport accru par les clients, se sont chiffrées à 127 millions de dollars en 2001. TransCanada prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 262 millions de dollars sur le réseau de l'Alberta en 2002. Ces dépenses en immobilisations seront principalement consacrées à l'accroissement de la capacité.

Le tableau qui suit fait état des volumes annuels livrés sur le réseau de l'Alberta pour les exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000.

<u>Points de livraison</u>	<u>2001</u>		<u>2000</u>	
	<u>Volume</u> ⁽¹⁾ (Gpi ³)	<u>Pour cent</u>	<u>Volume</u> ⁽²⁾ (Gpi ³)	<u>Pour cent</u>
Alberta	423	10	514	11
Est du Canada et Est des États-Unis	1 665	41	1 842	41
Ouest des États-Unis	833	21	852	19
Midwest américain	1 097	27	1 248	28
Colombie-Britannique	41	1	34	1
Total	<u>4 059</u>	<u>100</u>	<u>4 490</u>	<u>100</u>

Nota :

- 1) Du total des volumes transportés en 2001, 1,99 Bpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau principal au Canada, 855 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau CB (y compris Foothills South B.C.) et 762 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau Foothills.
- 2) Du total des volumes transportés en 2000, 2,28 Bpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau principal au Canada, 874 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau CB (y compris Foothills South B.C.) et 795 Gpi³ de gaz naturel ont été livrés au réseau Foothills.

Services de transport garanti contractuel sur le réseau de l'Alberta

Au 31 décembre 2001, le réseau de l'Alberta assurait des services de transport à 283 expéditeurs en vertu d'environ 15 700 contrats de transport garanti.

Au 31 décembre 2001, la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de transport était d'environ 3,2 années. Actuellement, ces contrats sont renouvelables par le client par la remise d'un avis à NGTL au moins 12 mois avant l'expiration de la durée du contrat en cours. Le réseau de l'Alberta a subi une baisse de 25 % de la capacité de transport garanti depuis 1998-1999. Pour de plus amples renseignements sur le réseau de l'Alberta, veuillez vous reporter à l'analyse par la direction intégrée par renvoi aux présentes à la rubrique « Transport – Gazoducs détenus en propriété exclusive – Risques d'entreprise – Concurrence ».

Réglementation du réseau de l'Alberta

La construction et l'exploitation du réseau de l'Alberta sont réglementées par l'AEUB principalement en vertu des dispositions des lois de l'Alberta intitulées *Gas Utilities Act*, et *Pipeline Act*. NGTL doit recevoir l'approbation de l'AEUB afin de construire et d'exploiter des installations pipelinières. En outre, NGTL doit recevoir l'approbation de l'AEUB à l'égard des tarifs, droits et frais et des modalités et conditions aux termes desquels elle offre ses services. Aux termes des dispositions de la loi intitulée *Pipeline Act*, l'AEUB traite les questions relatives à la mise en œuvre économique et ordonnée des pipelines, en ce qui a trait à la conception, la construction, les pratiques, l'acquisition de droits de passage pour les pipelines et l'impact environnemental des pipelines et des installations connexes. Outre les exigences aux termes de la loi intitulée *Pipeline Act*, la construction et l'exploitation des gazoducs en Alberta sont assujetties à certaines dispositions d'autres lois provinciales et exigent certaines approbations aux termes de la loi de l'Alberta intitulée *Environmental Protection and Enhancement Act* et d'autres lois provinciales.

En 2001, une nouvelle convention, l'Alberta System Rate Settlement (« ASRS »), a été négociée avec les expéditeurs et autres parties intéressées pour les années 2001 et 2002. Aux termes de l'ASRS, qui a reçu l'approbation de l'AEUB le 29 mai 2001, les produits d'exploitation devant provenir des services fournis sont fixés pour chaque année, sous réserve d'un certain nombre de rajustements, notamment les rajustements pour les taxes, les écarts par rapport aux conventions antérieures, les dépenses liées à l'intégrité des gazoducs et les coûts associés à la fourniture de services à la région de Fort McMurray. Les taux sont établis par les produits fixes (sous réserve des rajustements ci-dessus) et le débit. L'ASRS a également permis au réseau de l'Alberta d'offrir deux nouveaux services : un service pour satisfaire les exigences de service garanti d'un an des expéditeurs, et un autre pour répondre aux besoins de transport de courte distance, d'un point à l'autre à l'intérieur de la province. L'ASRS prévoit également un incitatif pour réduire les coûts au-dessous des besoins en produits fixes, puisque toutes les économies reviennent au compte de TransCanada. De plus, les parties à l'ASRS s'engagent à participer à des pourparlers futurs pour résoudre les questions en suspens relativement aux taux et aux services.

Avant l'ASRS, le réseau de l'Alberta était assujéti au règlement incitatif coûts-efficacité (« RICE ») qui régit le calcul des exigences de produits d'exploitation annuels de NGTL pour les années civiles 1996 à 2000, et qui prévoyait une formule pour établir les coûts récupérables du réseau de l'Alberta grâce à ses droits de transport. Il a également introduit un mécanisme de partage à parts égales entre les clients du réseau de l'Alberta et NGTL sur certaines économies de coûts réalisées.

Pour 1999, 2000 et 2001, certains frais d'exploitation, d'entretien et d'administration ont été assujétiés à la convention de fusion de coûts et d'avantages. Cette convention a été approuvée en juin 1999 par les clients des pipelines en propriété exclusive de TransCanada et par la suite par les organismes de réglementation de ces pipelines. Elle prévoyait une réduction cible des frais d'exploitation de 70 millions de dollars avant impôt d'ici 2001, devant être partagés entre les clients. Aux termes de cette convention, TransCanada (par l'intermédiaire de NGTL) partage les économies de coût avec ses clients.

Méthodologie des droits pour le réseau de l'Alberta

Une nouvelle méthodologie des droits a été approuvée par l'AEUB le 4 février 2000 et a pris effet le 1^{er} avril 2000. Elle a remplacé la méthodologie de droits timbre-poste. La nouvelle méthodologie de droits et la nouvelle structure de tarifs ont entraîné des prix différents pour chaque point de réception de gaz sur le réseau de l'Alberta. Le prix au point de réception dépend de l'emplacement géographique, du diamètre du pipeline par lequel le gaz du client est acheminé et de la durée du contrat de transport.

Réseau principal au Canada

Le réseau principal au Canada se compose d'un réseau de pipelines d'une longueur d'environ 14 900 kilomètres qui transportent du gaz naturel à partir de la frontière de l'Alberta vers l'est jusqu'à divers points de livraison au Canada et à la frontière américaine.

Les dépenses en immobilisations sur le réseau principal au Canada en 2001 se sont chiffrées à environ 97 millions de dollars. Ces dépenses étaient principalement liées à l'entretien. TransCanada prévoit des dépenses en immobilisations d'environ 82 millions de dollars sur le

réseau principal au Canada en 2002. Ces dépenses en immobilisations seront aussi principalement consacrées à l'entretien.

Le tableau qui suit fait état des produits d'exploitation gagnés et des volumes transportés pour les exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000 sur le réseau principal au Canada.

<i>Produits d'exploitation</i>	<u>2001</u>		<u>2000</u>	
	<u>Produits</u> (millions de dollars)	<u>Pour cent</u>	<u>Produits</u> (millions de dollars)	<u>Pour cent</u>
Canada	973	45	1 087	50
Exportation	<u>1 168</u>	<u>55</u>	<u>1 108</u>	<u>50</u>
Total	<u>2 141</u>	<u>100</u>	<u>2 195</u>	<u>100</u>

<i>Volumes transportés</i>	<u>2001</u>		<u>2000</u>	
	<u>Volume</u> ⁽¹⁾ (Gpi ³)	<u>Pour cent</u>	<u>Volume</u> ⁽²⁾ (Gpi ³)	<u>Pour cent</u>
Canada	1 216	50	1 348	50
Exportation	<u>1 234</u>	<u>50</u>	<u>1 327</u>	<u>50</u>
Total	<u>2 450</u>	<u>100</u>	<u>2 675</u>	<u>100</u>

Nota :

- 1) Du total des volumes transportés en 2001, 345 Gpi³, soit 14 % du total des volumes ont été transportés pour une filiale en propriété exclusive de TransCanada.
- 2) Du total des volumes transportés en 2000, 484 Gpi³, soit 18,1 % du total des volumes ont été transportés pour une filiale en propriété exclusive de TransCanada.

Service de transport garanti contractuel sur le réseau principal au Canada

Au 31 décembre 2001, le réseau principal au Canada assurait des services de transport à 261 expéditeurs en vertu de 335 contrats de transport garanti. Environ 50 % du total des volumes de transport quotidiens représentés par ces contrats se rapportent à des contrats pour la livraison de gaz naturel destiné aux marchés américains.

Au 31 décembre 2001, la moyenne pondérée de la durée restante des contrats de transport sur le réseau principal au Canada était d'environ 4,3 années comparativement à 5,2 années au 31 décembre 2000. Ces contrats sont renouvelables par le client par la remise d'un avis à TransCanada au moins six mois avant l'expiration de la durée du contrat en cours. Le réseau principal au Canada a fonctionné à capacité avec des contrats de service garanti d'un an ou plus au cours de l'année contractuelle 1998-1999. Le réseau principal au Canada a depuis subi une baisse de 23 % de la capacité de transport garanti. Pour de plus amples renseignements, se reporter à l'analyse par la direction intégrée aux présentes par renvoi à la rubrique « Transport – Gazoducs détenus en propriété exclusive – Risques d'entreprise – Concurrence ».

Réglementation du réseau principal au Canada

En vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), l'Office national de l'énergie (« ONE ») réglemente la construction, l'exploitation, les droits et les tarifs du réseau principal au

Canada. L'ONE est l'autorité responsable aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* pour étudier les impacts environnementaux et sociaux des projets proposés de pipelines. Les droits pour les services de transport du gaz assurés par le réseau principal au Canada sont conçus de façon à générer des produits d'exploitation qui suffisent à TransCanada pour recouvrer les dépenses d'exploitation, l'amortissement, les impôts et les coûts de financement prévus du réseau principal au Canada, y compris l'intérêt sur la dette et les dividendes sur les actions privilégiées imputables au réseau principal au Canada, et pour réaliser un rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires.

Les droits se composent de frais liés à la demande et de frais liés au produit. L'élément frais liés à la demande est indépendant des volumes transportés et est conçu de façon à récupérer les coûts fixes tels que les dépenses fixes d'exploitation, les frais de financement (y compris le rendement sur l'avoir réputé des actionnaires ordinaires), les impôts et l'amortissement. L'élément frais liés au produit est conçu de façon à récupérer les coûts variables d'exploitation. Ces frais sont payés par les expéditeurs en vertu de leurs contrats de transport avec TransCanada.

En 2001, TransCanada a déposé auprès de l'ONE deux demandes visant l'approbation du règlement concernant les services et la tarification du réseau principal au Canada (le « règlement S et T ») pour 2001 et 2002 et l'approbation d'une modification au coût du capital du réseau principal au Canada pour 2001 et 2002.

La demande relative au règlement S et T a été déposée auprès de l'ONE en mai 2001 après qu'une entente soit intervenue en avril entre TransCanada et la majorité de ses expéditeurs. Le règlement S et T, d'une durée de deux ans, débute le 1^{er} janvier 2001 et expire le 31 décembre 2002. Le règlement S et T, qui est fondé sur un barème de coûts des services, a fixé, pour 2001 et 2002, les éléments des besoins en produits d'exploitation, à l'exclusion du coût du capital, et certains incitatifs liés aux coûts et aux produits qui apportent des avantages réciproques à TransCanada et à ses expéditeurs. Le règlement S et T prévoit des améliorations aux services de transport garanti par la mise en œuvre d'un appoint de transport garanti et de crédits autorisés de dépassement des coûts du service. Le règlement S et T prévoit également les bases pour la résolution de plusieurs questions de structure de tarifs et de services au cours des deux prochaines années. À la suite d'une audience en septembre 2001, l'ONE a rendu une décision en novembre 2001, approuvant intégralement le règlement S et T.

En juin 2001, TransCanada a déposé auprès de l'ONE sa demande concernant un rendement équitable visant à faire approuver, pour 2001 et 2002, un coût du capital moyen pondéré après impôt (« CCMPAI ») de 7,5 %, rajusté pour tenir compte de la différence entre le coût de la dette sur le marché et le coût intégré de la dette de la société. Si l'ONE devait refuser d'adopter la méthodologie du CCMPAI, la société a demandé à l'ONE d'approuver, suivant sa méthode traditionnelle, un taux de rendement de l'avoir des actionnaires ordinaires de 12,5 % sur un avoir réputé des actionnaires ordinaires de 40 %. L'audience de cette demande a débuté le 27 février 2002 et l'ONE devrait rendre une décision au milieu de l'année 2002.

Le réseau principal au Canada est demeuré assujéti aux droits provisoires approuvés par l'ONE pour 2001 à un niveau de 1,01 \$ par GJ (droits de la zone Est) à partir de janvier 2001, et tel que rajusté en février 2001 à 1,13 \$ par GJ (droits de la zone Est). Dans sa décision relative au règlement S et T du réseau principal au Canada, l'ONE a ordonné le maintien des droits

provisaires à 1,13 \$ par GJ (droits de la zone Est) d'ici à ce qu'il rende sa décision relativement à la demande concernant un rendement équitable.

Réseau CB

Le réseau CB comprend environ 180 kilomètres de pipelines qui transportent du gaz naturel à partir d'un point de raccordement avec le réseau de l'Alberta en passant par la Colombie-Britannique jusqu'au réseau de PG&E Gas Transmission North West Corporation qui se rend en Californie.

En 2001, les dépenses en immobilisations sur le réseau CB se sont chiffrées à environ 3 millions de dollars. TransCanada prévoit dépenser environ 62 millions de dollars en immobilisations sur le réseau CB en 2002. Les dépenses en immobilisation pour 2002 sont principalement destinées à l'accroissement de la capacité.

Le réseau CB est réglementé par l'ONE et les droits sont fondés sur la méthodologie des coûts de service.

Participations dans des pipelines nord-américains

Pipelines nord-américains

TransCanada recherche activement les possibilités de développement, d'acquisition et d'exploitation de gazoducs au Canada et dans la partie nord des États-Unis, où ces possibilités sont tributaires d'une forte demande de la clientèle.

Great Lakes

Great Lakes, réseau de pipelines de 3 387 kilomètres, dans lequel TransCanada détient une participation de 50 %, achemine le gaz naturel canadien de son raccordement au réseau principal au Canada à Emerson, au Manitoba, vers des marchés du centre du Canada à St. Clair, en Ontario, et dessert les marchés de l'Est et du Midwest américain. Great Lakes a reçu l'approbation de la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis («FERC») relativement à une convention de règlement sur sa structure de tarif jusqu'au 31 octobre 2005.

TC PipeLines, LP

TC PipeLines, LP, société en commandite ouverte américaine, a été créée en vue de faire l'acquisition et d'être propriétaire des éléments d'actif pipeliniers situés aux États-Unis et de participer à la gestion de ceux-ci. En mai 1999, la participation de commandité de 30 % de TransCanada dans Northern Border Pipeline Company («Northern Border») a été cédée à TC PipeLines, LP en échange d'un montant au comptant et d'une participation de 33,4 % dans TC PipeLines, LP, représentée par des unités ordinaires, des unités subordonnées et une participation de commandité de 2 %. TC PipeLines, LP a aussi émis des unités ordinaires au public. Northern Border, dans laquelle TransCanada détient maintenant indirectement une participation d'environ 10 % par l'entremise de son investissement dans TC PipeLines, LP, exploite un réseau de gazoducs de 2 010 kilomètres qui se raccorde au réseau Foothills en Saskatchewan et dessert le Midwest américain jusqu'à North Hayden, en Indiana. En octobre 2001, Northern Border a terminé Project 2000, qui consiste en un prolongement de pipeline de

34 milles (55 kilomètres) et une compression additionnelle, et qui offre une capacité de transport supplémentaire de 545 millions de pieds cubes par jour vers North Hayden, en Indiana. De plus, la capacité de livraison de Northern Border dans la région de Chicago a été accrue d'environ 30 % grâce à Project 2000.

Le 1^{er} septembre 2000, TC PipeLines, LP a acquis auprès de TransCanada une participation de commandité de 49 % dans Tuscarora. TransCanada, par l'intermédiaire d'une filiale en propriété exclusive, conserve un pour cent de la participation de commandité dans Tuscarora. Tuscarora est un réseau de gazoducs d'une longueur de 369 kilomètres, qui est en exploitation depuis décembre 1995. Ce réseau achemine le gaz naturel à partir de Malin, en Oregon, jusqu'à Reno, au Nevada, et effectue des livraisons jusqu'à des points dans le nord-est de la Californie. Le prolongement latéral de Hungry Valley, deuxième raccordement au point de livraison de Tuscarora, à Reno, a été achevé en janvier 2001. Le 30 janvier 2002, TC PipeLines, LP a annoncé que la FERC avait émis un certificat final approuvant le prolongement proposé de Tuscarora qui consiste en trois stations de compresseurs et en un prolongement de pipelines de 14 milles (23 kilomètres) à partir de Reno, au Nevada, jusqu'à Wadsworth, au Nevada.

Une filiale de TransCanada agit en tant que commandité de TC PipeLines, LP.

Iroquois

Iroquois se raccorde au réseau principal au Canada dans l'est de l'Ontario. Ce pipeline de 604 kilomètres achemine le gaz à des clients situés dans le nord-est des États-Unis et prend fin à Long Island, dans l'État de New York. En février 1999, TransCanada a acheté une participation de commandité supplémentaire de 6 % dans Iroquois, et en mai 2001, TransCanada a acquis une participation supplémentaire de 5,96 %. La participation totale de TransCanada dans Iroquois, par l'intermédiaire de deux filiales en propriété exclusive, s'établit à 40,96 %. Iroquois a une entente de règlement sur une structure de taux auprès de la FERC en vigueur jusqu'au 1^{er} janvier 2004.

En décembre 2001, Iroquois a reçu de la FERC l'approbation finale pour construire le projet d'expansion EastChester de 210 millions de dollars US. La construction relative à ce projet, qui étendra le réseau Iroquois de Long Island jusqu'au marché de la ville de New-York, devrait débiter au printemps 2002, le service devant commencer en mars 2003. Cette expansion apportera une capacité supplémentaire de 230 MMpi³ par jour de nouveaux services au sein de ce marché.

Au quatrième trimestre de 2001, Iroquois a déposé auprès de la FERC trois demandes qui, si elles sont approuvées, permettraient d'injecter au total des capitaux supplémentaires de 148 millions de dollars US au réseau Iroquois entre 2003 et 2005.

Trans Québec & Maritimes

TransCanada détient une participation de 50 % dans TQM. En 1998, TQM a reçu l'approbation de l'ONE pour la construction des sections du tracé des pipelines sur un prolongement en vue de se raccorder au réseau Portland. Par suite du prolongement, le réseau de pipelines TQM a une longueur totale de 572 kilomètres.

Portland

TransCanada détient une participation dans Portland Natural Gas Transmission System (« Portland ») par l'intermédiaire de deux filiales en propriété exclusive. En juin 2001, TransCanada a acquis une participation supplémentaire de 11,88 % dans Portland par suite de l'approbation de la Federal Trade Commission, ce qui porte sa participation totale à 33,29 %. Portland est un pipeline inter-étatique de 471 kilomètres qui se raccorde au réseau de pipelines de TQM à la frontière canado-américaine à Pittsburgh, au New Hampshire, et au Tennessee Gas Pipeline à Haverhill et Dracut, au Massachusetts. Les sections sud de Portland, comptant 163 kilomètres, font partie des installations conjointes partagées avec Maritimes et Northeast Pipeline. Portland détient une participation d'un tiers dans les installations conjointes.

En octobre 2001, Portland a déposé auprès de la FERC une demande de hausse tarifaire qui est conforme aux conditions initiales de certification. Portland a reçu de la FERC une ordonnance favorable acceptant le tarif demandé. Les nouveaux taux entreront en vigueur sous réserve d'un remboursement, en avril 2002. Il est prévu que Portland et ses clients tenteront d'en arriver à un règlement négocié.

Foothills

TransCanada détient une participation de 50 % dans Foothills Pipe Lines Ltd. Directement et indirectement, TransCanada est actuellement propriétaire d'une participation de 69,5 % dans Foothills Pipe Lines (Sask.) Ltd., d'une participation de 74,5 % dans Foothills Pipe Lines (Alta.) Ltd. et d'une participation de 74,5 % dans Foothills Pipe Lines (South BC) Ltd., chacune de ces entreprises étant un pipeline exploitant. Ensemble, ces réseaux de gazoducs totalisent une longueur de 1 040 kilomètres. Le réseau Foothills transporte du gaz naturel de l'Ouest canadien du centre de l'Alberta jusqu'aux pipelines de raccordement pour l'acheminer vers des marchés des États-Unis.

Développement du nord

TransCanada recherche activement des possibilités de développer les réseaux de transport tant pour les volumes de gaz de l'Alaska que pour ceux provenant du delta du Mackenzie au Canada. TransCanada joue un rôle de premier plan dans la recherche de participants à un projet pour le transport du gaz naturel de l'Alaska vers les 48 États plus au sud. Elle possède 50 pour cent des actions de Foothills Pipe Lines Ltd. (« Foothills ») qui détient les certificats au Canada pour le Réseau du transport du gaz naturel de l'Alaska (« RTGNA ») et est un partenaire actif de l'Alaska Northwest Natural Gas Transportation Company (« ANNGTC »), qui détient le certificat pour le RTGNA en Alaska. En octobre 2001, TransCanada, et l'autre partenaire actif dans l'ANNGTC - qui est une filiale de Foothills - ont signé un protocole d'entente avec diverses grandes sociétés américaines relativement à la partie alaskienne du projet de route de l'Alaska. Toutes ces sociétés (ou leurs devancières) ont participé au développement du projet de route de l'Alaska à la fin des années 70 et au début des années 80. TransCanada est d'avis que le RTGNA comporte des avantages considérables par rapport aux autres propositions de livraison du gaz de l'Alaska vers le marché, et que la réalisation fructueuse du projet permettrait de répondre à la fois aux besoins des producteurs de l'Alaska et des consommateurs nord-américains.

TransCanada continue de travailler avec des producteurs du delta du Mackenzie au Canada afin d'acheminer le gaz naturel du delta du Mackenzie jusqu'au marché en accédant aux ressources de gaz naturel grâce à une nouvelle infrastructure dans les Territoires du Nord-Ouest et en utilisant l'infrastructure albertaine existante de TransCanada. TransCanada est d'avis qu'elle jouit d'une situation unique pour pouvoir ajouter de la valeur à un projet de Delta. Au cours de 2002, TransCanada prévoit que les deux projets aboutiront à des ententes commerciales. Ces projets du nord représentent des occasions destinées à susciter une croissance supplémentaire grâce à de nouveaux investissements et à ajouter de la valeur aux actifs pipeliniers existants de TransCanada.

Projet Northwinds

En septembre 2001, TransCanada et National Fuel Gas Supply Corporation ont annoncé la formation d'un partenariat stratégique afin d'évaluer la faisabilité du développement d'un nouveau projet de gazoduc destiné à offrir un service de transport à partir de Dawn, en Ontario, jusqu'à la région d'Ellisburg-Leidy, en Pennsylvanie. S'il est entrepris, le pipeline Northwinds serait conçu de manière à transporter de nouveaux approvisionnements en gaz naturel vers les marchés en croissance le long de la côte est des États-Unis au moyen d'un pipeline de 215 milles (346 kilomètres), utilisant dans toute la mesure possible les corridors et emprises existants de services publics, et ce dès novembre 2005.

Projet de pipeline Millennium

TransCanada est l'un des quatre promoteurs de projet dans le cadre du projet de pipeline Millennium (« pipeline Millennium »). TransCanada détient une participation de 21 % dans le pipeline Millennium aux États-Unis et de 100 % dans la partie canadienne de la traverse du lac Érié. Le projet proposé assurerait la livraison de 700 Mpi³ par jour de gaz naturel de Dawn, en Ontario, jusqu'aux marchés de New York. En août 2001, TransCanada et Westcoast Energy ont conjointement retiré leurs demandes respectives auprès de l'ONE. En octobre 2001, Millennium a reçu de la FERC un énoncé final des incidences environnementales et en décembre, elle a reçu un certificat conditionnel de la FERC. De plus, en décembre, le ministre de l'Environnement du Canada a mis fin l'étude d'impact sur l'environnement du projet canadien Millennium et a dissout le comité mixte au ONE-ACEE. TransCanada évalue le certificat de la FERC afin d'établir quelles mesures réglementaires elle prendra au Canada pour satisfaire le segment canadien du projet Millennium.

Autres participations dans des pipelines

Ventures LP

TransCanada Pipeline Ventures Limited Partnership (« Ventures LP ») est une entreprise créée par TransCanada en vue de fournir des solutions énergétiques à ses clients exploitants dans le BSOC.

Le 1^{er} avril 1999, Ventures LP a achevé un pipeline de gaz naturel de 110 kilomètres, qui assure le service de livraison du réseau de l'Alberta jusqu'à la région des sables bitumineux de Fort McMurray dans le nord de l'Alberta. (le « pipeline des sables bitumineux Fort McMurray »).

En octobre 1999, Ventures LP a achevé un gazoduc de 27 kilomètres, qui assure le service de livraison du réseau de l'Alberta jusqu'à un grand complexe pétrochimique à Joffre, en Alberta (le « pipeline Joffre »).

Réglementation des pipelines nord-américains

Les activités de TQM et de Foothills ainsi que de leurs filiales sont réglementées par l'ONE. Foothills est aussi réglementée par l'Administration du pipe-line du Nord Canada. Aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Canada), l'ONE réglemente la construction et l'exploitation des pipelines interprovinciaux et le tronçon canadien des pipelines internationaux et approuve également les droits de pipelines ainsi que l'importation et l'exportation du gaz naturel.

L'exploitation du pipeline des sables bitumineux Fort McMurray et du pipeline Joffre est régie par l'AEUB.

Relativement aux participations de TransCanada dans des pipelines américains, la loi intitulée *The Natural Gas Act of 1938* (« NGA ») établit le cadre réglementaire applicable à la construction des installations, au transport du gaz naturel inter-étatique et aux conditions de service. La FERC a comme mandat la mise en application des exigences de la NGA. Les volumes de gaz naturel transportés pour TransCanada sur le réseau de transport Great Lakes sont assujettis aux autorisations en vertu de la NGA émises par la FERC. Les gazoducs raccordés et les autres projets de gazoducs inter-étatiques aux États-Unis dans lesquels TransCanada détient des participations sont assujettis à la réglementation de la FERC et à la NGA ainsi qu'à certaines exigences réglementaires des États.

Les importations et les exportations transfrontalières de gaz naturel sont assujetties à des autorisations accordées par l'ONE et l'United States Department of Energy.

Concurrence dans le transport

Les trois pipelines détenus en propriété exclusive par TransCanada sont raccordés à l'un des plus vastes gisements de gaz naturel de l'Amérique du Nord, le BSOC. D'autres réseaux de pipelines reliés au BSOC, y compris certains des pipelines raccordés de TransCanada, se sont étendus au cours des dernières années. Ces expansions ont offert aux expéditeurs plus de souplesse pour transporter jusqu'au marché les approvisionnements provenant du BSOC.

Le réseau de l'Alberta est le principal transporteur de gaz naturel dans la province d'Alberta et vers les provinces limitrophes. Cependant, un certain nombre de pipelines de rechange ont été construits, lesquels cherchent à offrir des prix avantageux et viennent concurrencer le réseau de l'Alberta. Le plus gros de ces pipelines est Alliance Pipeline, qui est entré en service en décembre 2000 (voir plus bas). Un autre petit pipeline a été construit par Alberta Energy Company Ltd. (« AEC ») dans le sud-est de l'Alberta en 2000, et est capable de transporter 190 MMpi³ par jour. En 2001, AEC a aussi achevé son pipeline de dérivation de North Suffield qui est capable de transporter 190 MMpi³ par jour à partir du sud-est de l'Alberta pour se raccorder au réseau principal au Canada de TransCanada. Ce pipeline est entré en exploitation en décembre 2001. Également en 2001, Petro-Canada a reçu l'approbation de l'ONE pour construire un pipeline de dérivation à partir de Medicine Hat (Alberta) pour se raccorder au

réseau principal au Canada de TransCanada. (Toutefois, le 8 février 2002, NGTL et Petro-Canada ont signé un protocole d'entente aux termes duquel NGTL a convenu, sous réserve de l'approbation de l'AEUB, de fournir à Petro-Canada un service de fidélité. Ce service offre à Petro-Canada, qui aurait autrement retiré une partie de ses volumes du réseau de l'Alberta, des tarifs de transport réduits.) Ces dérivations sur de courtes distances représentent moins de 5 % du débit du réseau de l'Alberta. En prévision des développements ci-dessus et en réaction à ceux-ci, la méthodologie de droits du réseau de l'Alberta, entrée en vigueur au printemps 2000, devrait augmenter la capacité de TransCanada d'offrir des prix compétitifs et une souplesse en matière de service, et donner à TransCanada le pouvoir de réagir aux pipelines de dérivation futurs possibles en offrant des services de fidélité.

Le réseau principal au Canada est maintenant un des trois réseaux de gazoducs offrant un service de transport directement du BSOC jusqu'à l'est du Canada et jusqu'à divers points d'exportation vers le Midwest et le nord-est des États-Unis.

La concurrence s'est accrue dans l'industrie du transport du gaz naturel. Le pipeline Alliance est entré en service en décembre 2000. Le pipeline Alliance entre en concurrence pour l'approvisionnement directement avec le réseau de l'Alberta, le réseau principal au Canada, les réseaux Foothills et Northern Border. En outre, le pipeline Vector est entré en service au même moment que le pipeline Alliance, offrant une capacité supplémentaire pour les principaux marchés du réseau principal au Canada, dans l'est du Canada. Cette concurrence accrue a mené au non-renouvellement de certains contrats de service de transport garanti sur le réseau de l'Alberta et le réseau principal au Canada, et a mené à une baisse de l'utilisation de certains pipelines de TransCanada. Ensemble, le pipeline Alliance, le pipeline Northern Border et le pipeline Vector forment une boucle efficace du réseau principal au Canada pour desservir les marchés de l'est du Canada.

TransCanada pourrait également affronter une nouvelle concurrence au sein de son marché québécois, lequel pourrait être desservi par un nouveau pipeline alimenté par les zones de production du gaz naturel en pleine croissance au large des côtes de l'est du Canada.

L'ASRS, conclu entre NGTL et ses principaux intervenants relativement aux droits et services en 2001 et 2002 pour le réseau de l'Alberta, approuvé par l'AEUB en mai 2001 comprend, entre autres choses, l'offre de deux nouveaux services et prévoit le fondement afin de résoudre plusieurs questions de structure de tarifs et de services au cours des deux prochaines années. Ces initiatives amélioreront la compétitivité du réseau de l'Alberta et du BSOC.

Pour de plus amples renseignements sur la concurrence dans le transport, se reporter à l'analyse par la direction, qui est intégrée par renvoi aux présentes, à la rubrique « Transport – Risques d'entreprise ».

Recherche et développement

En 2001, TransCanada a consacré environ 9 millions de dollars à des activités de recherche et développement, dont environ 4 millions de dollars avaient trait à la recherche sur la fissuration par corrosion sous contrainte, environ 3 millions de dollars à d'autres activités de pipelines réglementés et environ 2 millions de dollars à des participations dans des pipelines non réglementés.

ÉLECTRICITÉ

Le secteur Électricité de l'entreprise de TransCanada comprend la construction, la propriété, l'exploitation et la gestion de centrales et la commercialisation de l'électricité et fournit des services de comptes d'électricité pour les clients des secteurs énergétique et industriel. Ce secteur exploite au Canada et dans la partie nord des États-Unis.

Le secteur Électricité de TransCanada s'est accru de façon importante au cours des trois dernières années. En 1998, TransCanada était propriétaire d'une centrale, détenait une participation minoritaire dans une centrale, était le porteur de parts le plus important de S.E.C. Électricité, gérait les quatre centrales de S.E.C. Électricité et avait certaines activités limitées de commercialisation de l'électricité. Maintenant, TransCanada exploite ou gère douze centrales, et a deux contrats d'achat d'électricité. De plus, deux autres centrales sont en voie de construction et leur achèvement est prévu en 2002 et 2003.

TransCanada est le propriétaire exploitant de la centrale Cancarb alimentée par l'énergie résiduelle, achevée à la fin de 2000. La centrale Cancarb est alimentée par l'énergie résiduelle provenant de l'installation de production de noir de carbone thermique de Cancarb Limited, qui est située sur le même emplacement à Medicine Hat, en Alberta. TransCanada a également conclu des contrats d'achat d'électricité pour une partie importante de la production de l'installation Sundance Power (100 % de Sundance A et 50 % de Sundance B). TransCanada a également achevé la construction en 2001 de deux nouvelles usines alimentées au gaz en Alberta qui fourniront l'électricité et la vapeur aux installations adjacentes de clients industriels. La première est une usine de 80 mégawatts située près de Carseland et la seconde, une usine de 40 mégawatts située près de Redwater. En avril 2001, TransCanada a annoncé des plans pour la construction du projet de cogénération de Bear Creek, une centrale de cogénération au gaz naturel de 80 mégawatts près de Grande Prairie, en Alberta, pour alimenter en électricité et en vapeur l'usine de pâtes de Weyerhaeuser à Grande Prairie, et en électricité les autres installations de Weyerhaeuser en Alberta ainsi que le bassin usinier de l'Alberta. En mai 2001, TransCanada et Petro-Canada ont annoncé une entente visant la construction du projet de cogénération de MacKay River, installation de cogénération au gaz naturel de 165 mégawatts près de Fort McMurray, en Alberta, devant être aménagée par TransCanada et lui appartenir, et qui alimentera en électricité et en vapeur le projet de sables bitumineux de MacKay River de Petro-Canada. L'excédent d'électricité sera vendu aux termes de contrats à long terme et au bassin usinier de l'Alberta. Le projet de Bear Creek devrait entrer en service en 2002, et celui de MacKay River, en 2003.

S.E.C. TransCanada Électricité

TransCanada est propriétaire exploitant et le plus important porteur de parts de S.E.C. Électricité, société en commandite ouverte qui est propriétaire de sept centrales. S.E.C. Électricité a été créée en juin 1997, moment où elle a acquis, de TransCanada, trois centrales situées en Ontario à Nipigon, à Kapuskasing et à North Bay. En mars 1998, S.E.C. Électricité a acquis une centrale située à Tunis, en Ontario, et la propriété de TransCanada dans S.E.C. Électricité est passée à 39,8 % étant donné que l'acquisition a été financée par un appel public à l'épargne. Chacune de ces centrales est une centrale à cycle combiné améliorée et alimentée par une combinaison de gaz naturel et d'énergie résiduelle provenant des stations de compression adjacentes au réseau principal au Canada.

En 1999, S.E.C. Électricité a acquis une centrale à cycle combiné située à Castleton-on-Hudson, New York. Elle a aussi acquis, en 1999, la totalité de la participation dans les rentrées nettes de fonds d'une centrale alimentée aux déchets de bois à Williams Lake, en Colombie-Britannique, de même qu'une participation de 49 % qui est devenue une participation de 100 % avant la fin de l'an 2000.

En novembre 1999, S.E.C. Électricité a émis 130 millions de dollars de parts de société en commandite pour financer les acquisitions de Castleton et de Williams Lake. Par conséquent, la participation de TransCanada est passée à environ 32,7 % des parts de participation.

TransCanada fournit le combustible de gaz naturel à certaines centrales de S.E.C. Électricité. En outre, TransCanada a construit la plus récente centrale de S.E.C. Électricité, une installation améliorée alimentée aux déchets de bois à Calstock, en Ontario, qu'elle gère aussi pour S.E.C. Électricité. En 1998, en échange de l'aménagement et de la construction de la centrale de Calstock par TransCanada, S.E.C. Électricité a émis environ 4,4 millions de parts de société en commandite à TransCanada et mis les parts en main tierce aux termes des modalités d'une convention de mise en main tierce. Les parts ont été libérées de l'entiercement à l'achèvement de la centrale de Calstock, qui a eu lieu le 1^{er} octobre 2000. Par conséquent, la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité a atteint 41,6 %. Le 23 octobre 2001, S.E.C. Électricité a réalisé la vente de quelque 5,7 millions de parts de société en commandite nouvellement émises dont elle a tiré un produit net de 166 millions de dollars. Par suite de cette opération, la participation de TransCanada dans S.E.C. Électricité a été ramenée à 35,6 %.

Les sept centrales de S.E.C. Électricité ont une capacité de production totale de 328 MW. Il s'agit du plus important fonds à revenu d'électricité coté en bourse au Canada avec une capitalisation boursière d'environ 1,2 milliard de dollars.

Activités du nord-est des États-Unis

Ocean State Power, située au Rhode Island, est une centrale à cycle combiné à deux unités alimentée au gaz naturel d'une capacité nominale de 560 mégawatts, qui vend de l'électricité en vertu de contrats à long terme. Au moment du démarrage commercial des deux unités en 1990 et 1991, TransCanada détenait une participation véritable de 40 % dans Ocean State Power. Depuis ce moment, TransCanada a acheté les participations des autres propriétaires et en octobre 2000, a fait passer sa participation dans Ocean State Power à 100 %.

En août 1998, TransCanada a mis sur pied un bureau de commercialisation de l'électricité à Westborough, au Massachusetts, pour gérer les contrats d'achat d'Ocean State Power et les obligations d'approvisionnement du marché et pour profiter des occasions de commercialisation supplémentaires découlant de la déréglementation du secteur de l'électricité dans les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York. Le bureau commercialise également la production de la centrale de 64 MW de Castleton-on-Hudson de S.E.C. Électricité.

En mars 2001, TransCanada a convenu d'acheter la totalité de la Curtis Palmer Hydroelectric Company, L.P. qui possède et exploite deux centrales hydroélectriques près de Corinth, dans l'État de New-York, dont la capacité de production combinée est de 60 MW, et qui vend la totalité de la production des centrales aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à prix fixe avec Niagara Mohawk Power Corporation. Aux taux actuels de production, il reste une durée de

25 ans au contrat. En 2000, le projet a reçu de la Federal Energy Regulatory Commission une nouvelle licence d'exploitation visant une période de 40 ans.

Les tableaux qui suivent font état des produits d'exploitation gagnés, des volumes commercialisés et de la capacité de production au Canada et aux États-Unis pour les exercices terminés les 31 décembre 2001 et 2000 provenant des activités relatives à l'électricité de TransCanada.

	<u>2001</u>		<u>2000</u>	
	<u>Produits</u> (millions de dollars)	<u>Pour cent</u>	<u>Produits</u> (millions de dollars)	<u>Pour cent</u>
<i>Produits d'exploitation</i> ⁽¹⁾				
Canada – Marché intérieur	90	7	-	-
Canada – Exportation	808	59	228	40
États-Unis	<u>471</u>	<u>34</u>	<u>337</u>	<u>60</u>
Total	<u>1 369</u>	<u>100</u>	<u>565</u>	<u>100</u>

	<u>2001</u>		<u>2000</u>	
	<u>Volume</u> (gigawatt-heures)	<u>Pour cent</u>	<u>Volume</u> (gigawatt-heures)	<u>Pour cent</u>
<i>Volumes vendus</i> ⁽²⁾				
Canada – Marché intérieur	210	1	-	-
Canada – Exportation	10 140	71	5 124	60
États-Unis	<u>3 973</u>	<u>28</u>	<u>3 455</u>	<u>40</u>
Total	<u>14 323</u>	<u>100</u>	<u>8 579</u>	<u>100</u>

	<u>2001</u>		<u>2000</u>	
	<u>Production</u> (mégawatts)	<u>Pour cent</u>	<u>Production</u> (mégawatts)	<u>Pour cent</u>
<i>Capacité de production</i> ⁽²⁾⁽³⁾⁽⁴⁾				
Canada	1 335	66	868	58
États-Unis	<u>684</u>	<u>34</u>	<u>624</u>	<u>42</u>
Total	<u>2 019</u>	<u>100</u>	<u>1 492</u>	<u>100</u>

Nota :

- 1) Comprend les produits d'exploitation de TransCanada générés par Ocean State Power et S.E.C. Électricité (après l'élimination des opérations intersociétés avec TransCanada).
- 2) Comprend la totalité des volumes vendus par Ocean State Power et S.E.C. Électricité et la capacité de production de celles-ci (après l'élimination des effets des opérations avec TransCanada).
- 3) Exclut 245 mégawatts de production en construction au 31 décembre 2001.
- 4) Comprend toute la production de Sundance A contrôlée par TransCanada par l'intermédiaire de contrats d'achat d'électricité, et 50 % de la production de Sundance B. TransCanada possède 50 % de la production de Sundance B par le truchement d'un investissement dans ASTC Power Partnership.

Réglementation de l'électricité

Les investissements de TransCanada dans Ocean State Power, Curtis Palmer, et ses activités de commercialisation de l'électricité aux États-Unis sont assujettis à la compétence de la FERC en vertu de la loi des États-Unis intitulée *Federal Power Act*, ainsi qu'à la compétence de certaines autorités de réglementation étatiques.

La déréglementation du secteur de l'électricité s'effectue à différents stades dans la plupart des marchés où TransCanada exploite, notamment en Alberta, en Ontario et dans la partie nord des États-Unis. En janvier 2001, l'Alberta a déréglementé son actif de production et a ouvert le

marché aux détaillants/grossistes. Le gouvernement de l'Ontario a annoncé qu'il ouvrira son marché de l'électricité en mai 2002. TransCanada a l'intention de rechercher les occasions possibles dans le marché de l'Ontario.

Concurrence dans l'électricité

La division Électricité de TransCanada a exploité et continue d'exploiter dans des marchés hautement concurrentiels menés principalement par les prix. Toutefois, la grande partie de l'activité de production d'électricité de TransCanada est soutenue par des contrats à prix fixe à long terme qui ne sont pas touchés par les modifications de prix à court terme dans le marché. Le secteur de l'électricité en Amérique du Nord est actuellement en voie de déréglementation, certains États et provinces étant situés à différentes étapes du processus. TransCanada continue de surveiller cette déréglementation et cherche des occasions d'investissement au fur et à mesure qu'elles surgissent.

Outre les renseignements concernant l'électricité énoncés aux présentes, d'autres renseignements, y compris un exposé des risques liés à la division Électricité de TransCanada se trouvent sous la rubrique « Électricité – Risques d'entreprise » dans l'analyse par la direction, intégrée aux présentes par renvoi.

DIVERS

Cancarb Limited

TransCanada détient une participation exclusive dans Cancarb Limited, installation de fabrication de noir de carbone thermique située à Medicine Hat, en Alberta.

ACTIVITÉS ABANDONNÉES

Commercialisation et commerce du gaz

En 2001, TransCanada a conclu des ententes pour compléter le retrait de la société du secteur de la commercialisation et du commerce du gaz naturel. En date du 1^{er} décembre 2001, TransCanada a vendu la plus grande partie de ses activités de commercialisation et de commerce du gaz naturel, notamment son entreprise de produits structurés, la plus grande partie de ses contrats de transport et de stockage du gaz naturel, l'exploitation de son groupe de rentrées nettes, de même que les baux de son bureau de commercialisation du gaz naturel à Toronto. En date du 1^{er} octobre 2001, TransCanada a vendu l'actif de A.E. Sharp (entreprise de représentation et de services de consultation du gaz naturel pour les clients des secteurs industriel, commercial et institutionnel de l'Ontario). Également en date du 1^{er} octobre 2001, TransCanada a vendu certains de ses éléments d'actif de commercialisation et de commerce du gaz naturel. Étaient incluses dans cette vente les activités de regroupement et de commercialisation de CanStates Gas Marketing, et les activités de commercialisation et de commerce du gaz associées au bureau de TransCanada situé à Omaha, au Nebraska.

Activités internationales

Les activités internationales de TransCanada en matière de transport, de traitement et de production d'électricité ont été axées principalement sur l'Amérique Latine, l'Europe et

l'Asie-Pacifique. En décembre 1999, TransCanada a annoncé son intention de se retirer de toutes ses activités internationales et au cours de 2000, a signé des ententes en vue de se départir de la plupart de ses entreprises et éléments d'actif internationaux, de sorte qu'au 26 février 2002, les activités internationales abandonnées suivantes restent à vendre.

Amérique Latine

TransCanada détient ce qui suit :

- une participation de 30 % dans Gasoducto del Pacifico (« Gas Pacifico »), gazoduc de 540 kilomètres, de l'Argentine à Concepción, au Chili;
- une participation de 30 % dans INNERGY Holdings S.A., société de transport et de commercialisation de gaz naturel industriel exploitant à Concepción, dans la région du Chili, qui reçoit le gaz de Gas Pacifico; et
- une participation de 46,5 % dans TransGas de Occidente S.A. (« TransGas »), gazoduc de 343 kilomètres, s'étendant de Mariquita à Cali, en Colombie. TransCanada est aussi l'exploitant de TransGas. En 2002, TransCanada a décidé de réintégrer TransGas dans les activités poursuivies.

Asie-Pacifique

Trans-Canada détient une participation indirecte de 10 % dans PT Paiton Energy Company, propriétaire d'un projet relatif à l'énergie électrique et qui comprend deux centrales alimentées au charbon d'une capacité de 615 mégawatts situées en Indonésie.

Réglementation des activités internationales

La plupart des pays où TransCanada continue d'avoir des participations commerciales possèdent divers organismes gouvernementaux responsables de la rédaction et de la mise en application des politiques et règlements ayant trait à l'exploration, à la production, au transport, au raffinage, au traitement et à la distribution des hydrocarbures, ainsi qu'à toutes les autres activités liées au secteur énergétique.

Concurrence dans les activités internationales

TransCanada a toujours mené ses activités internationales au sein d'un environnement fortement concurrentiel se composant d'importantes sociétés de services énergétiques et de consortiums ayant de nombreuses années d'expérience au niveau international et pouvant compter sur des relations bien établies. Les projets ont été généralement adjugés par appels d'offres internationaux.

Risques d'entreprise à l'échelle internationale

Les investissements internationaux auxquels TransCanada participe sont assujettis à un certain nombre de risques particuliers aux activités internationales. Ces risques comprenaient, entre autres, les contrôles de change et la fluctuation de la monnaie locale, les risques politiques, les mesures de la collectivité, les modifications aux lois, le contrôle des prix et la disponibilité et la qualité de la main-d'œuvre locale et l'agitation ouvrière. Ces risques étaient habituellement

réduits par des polices d'assurance, la participation d'associés locaux et étrangers, une structure commerciale prudente et d'autres mesures.

Secteur intermédiaire

Au cours des trois derniers exercices financiers, TransCanada a détenu des participations dans un portefeuille d'éléments d'actif de collecte, de traitement, d'usine de traitement complémentaire et d'extraction de gaz naturel en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan. En décembre 1999, TransCanada a annoncé son intention de se départir de ces entreprises. En 2000 et 2001, TransCanada a vendu la quasi-totalité de son actif intermédiaire.

SANTÉ, SÉCURITÉ ET ENVIRONNEMENT

TransCanada s'est engagée à assurer un milieu d'exploitation sûr et sain pour ses employés et le public, tout en protégeant l'environnement. La question de la santé, de la sécurité et de l'environnement (« SS et E ») est une priorité pour tous les secteurs d'activité de TransCanada. Le comité SS et E du conseil d'administration surveille la conformité de la politique SS et E de TransCanada grâce à des rapports réguliers du service santé, sécurité et environnement de la société. Les membres de la haute direction de TransCanada se sont aussi engagés à veiller à ce que TransCanada respecte ses politiques et soit un chef de file de l'industrie. L'équipe de direction est régulièrement informée de toutes les questions importantes opérationnelles et des initiatives connexes en matière de SS et E.

TransCanada a un système de gestion SS et E similaire aux éléments « ISO 14001 », visant à faciliter l'identification et l'orientation des ressources dans les plus grands cadres de risques liés à la santé, la sécurité et l'environnement pour les activités commerciales de l'organisation. Ce système signale les occasions d'amélioration, permet à la société de se consacrer à des attentes et objectifs définis en matière de SS et E et assure un avantage commercial concurrentiel.

Les vérifications en matière de SS et E, les évaluations du système de gestion et les inspections planifiées servent à évaluer l'efficacité de la mise en œuvre des programmes, procédés et procédures en matière de SS et E, de même que le respect des exigences réglementaires. Tous les trimestres, le comité SS et E reçoit un rapport exposant les points soulevés, l'état des plans d'action destinés à les résoudre, de même que d'autres renseignements en matière de SS et E relatifs au rendement.

Le changement climatique continue de constituer une question stratégique pour TransCanada, particulièrement à la lumière de la récente ronde de négociations internationales (CoP7) à Marrakech, au Maroc, en octobre et novembre 2001. Des progrès importants ont été réalisés lors de ces séances sur les règles d'utilisation des mécanismes de Kyoto. Ces négociations internationales se poursuivront en 2002 et il est prévu que d'autres progrès seront réalisés relativement aux questions clés de protocole, dont la conformité. TransCanada a une stratégie exhaustive en matière de changements climatiques qui a été approuvée en 1999 afin de gérer cette question. Cette stratégie comprend cinq principaux éléments d'activités :

- Participation aux forums sur la politique;
- Réduction directe des émissions;
- Technologie à long terme;
- Acquisition de compensation; et

- Occasions d'affaires.

Les activités dans chacun de ces domaines ont eu lieu en 2001 et se poursuivront en 2002.

En novembre 2001, TransCanada a reçu le statut or (Gold Level Reporting) pour son rapport 2001 au programme Défi-Climat (Mesures volontaires et Registre). C'est la troisième année que le bureau de Défi-Climat octroie le statut or, argent et bronze aux rapports au programme Défi-Climat et c'est la troisième année que TransCanada reçoit le statut or. Pour réaliser ce niveau de reconnaissance, les rapports au programme Défi-Climat sont notés en plusieurs catégories. Pour obtenir le niveau or, il faut obtenir une note d'au moins 90/100 et respecter en plus des critères obligatoires. En décembre 2001, le bureau de Défi-Climat avait reçu environ 783 rapports de sociétés, d'organismes gouvernementaux, d'associations de l'industrie, de maisons d'enseignement et autres organisations du Canada. Seules 13 pour cent des soumissions ont reçu le statut or.

TransCanada tient compte des considérations de SS et E dans ses activités de planification, de développement, de construction et d'exploitation de tous ses projets. TransCanada emploie un personnel à plein temps qui se consacre aux questions en matière de SS et E. Les exigences de protection environnementale n'ont pas eu un impact important sur les dépenses en immobilisations de TransCanada jusqu'à ce jour. Il ne peut y avoir aucune certitude que ces exigences n'auront pas un impact important sur la situation financière ou les résultats d'exploitation de TransCanada à l'avenir. Ces exigences peuvent dépendre d'un certain nombre de facteurs, notamment le cadre réglementaire au sein duquel fonctionne TransCanada.

BREVETS, LICENCES ET MARQUES DE COMMERCE

TransCanada est le propriétaire véritable, et dans certains cas, le titulaire d'un certain nombre de marques de commerce, de brevets et de licences. Même si ces marques de commerce, brevets et licences constituent un actif précieux, TransCanada ne considère pas qu'une seule marque de commerce, un seul brevet ou une seule licence soit important à l'égard de son exploitation dans son ensemble.

POURSUITES JUDICIAIRES

TransCanada fait l'objet de diverses poursuites judiciaires et actions survenant dans le cours normal des affaires. La direction considère que la responsabilité globale de TransCanada, le cas échéant, relative à ces actions et poursuites n'est pas importante.

ANALYSE PAR LA DIRECTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE

Les renseignements qui figurent à la rubrique « Analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation » du rapport annuel sont intégrés aux présentes par renvoi.

INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE CHOISIE

Information financière consolidée choisie sur trois ans

On trouvera à la rubrique intitulée « Faits saillants financiers sur trois ans » du rapport annuel, lesquels sont intégrés aux présentes par renvoi, les renseignements financiers consolidés choisis pour les exercices terminés les 31 décembre 2001, 2000 et 1999.

On trouvera à la rubrique intitulée « Faits saillants financiers sur trois ans » du rapport annuel, le bénéfice net tiré des activités poursuivies, applicable aux actions ordinaires, avant les éléments exceptionnels, ainsi que le bénéfice net par action tiré des activités poursuivies, avant les éléments exceptionnels, l'actif total, et la dette financière à long terme totale, lesquels sont intégrés aux présentes par renvoi.

On trouvera une discussion des facteurs touchant le caractère comparable des données financières, notamment les activités abandonnées, et les changements aux politiques comptables aux notes 1, 2 et 19 des « États financiers consolidés de 2001 » du rapport annuel, ainsi qu'à la rubrique « Revue financière consolidée » de l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation, lesquels sont tous deux intégrés par renvoi aux présentes.

Information relative aux dividendes pour les trois derniers exercices

Les dividendes déclarés par action au cours des trois derniers exercices financiers terminés figurent dans les tableaux ci-dessous.

Dividendes déclarés sur les actions ordinaires

(en dollars par action)

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Actions ordinaires	0,90	0,80	1,12

Nota :

Le 29 janvier 2002, TransCanada a annoncé que le dividende sur les actions ordinaires était porté à 0,25 \$ par trimestre pour le trimestre se terminant le 31 mars 2002.

Dividendes déclarés sur les actions privilégiées

(en dollars par action)

	<u>2001</u>	<u>2000</u>	<u>1999</u>
Actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, 2,80 \$ ⁽¹⁾	-	-	2,80
Actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif			
Série O ⁽²⁾	-	-	1,32298
Série P ⁽²⁾	-	-	1,29786
Série Q ⁽³⁾	-	-	2,85104
Série R ⁽⁴⁾	-	2,23125	2,975
Série S ⁽⁵⁾	-	1,93125	2,575
Série U ⁽⁶⁾	2,80	2,80	2,80
Série Y ⁽⁷⁾	2,80	2,80	2,53726

Nota :

- 1) Les actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, 2,80 \$ ont été rachetées le 12 janvier 2000.
- 2) Les actions de série O et P ont été rachetées le 1^{er} juin 1999.
- 3) Les actions de série Q ont été rachetées le 15 décembre 1999.
- 4) Les actions de série R ont été rachetées le 15 décembre 2000.
- 5) Les actions de série S ont été émises le 2 juillet 1998 aux termes du plan d'arrangement en échange d'actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, série 1 émises le 27 mars 1997 par NOVA. Quatre-vingt-dix-sept pour cent des actions de série S ont été achetées sur le marché par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto par voie d'une importante offre publique de rachat le 8 novembre 2000, le reste des actions ayant été achetées le 22 novembre 2000 aux termes des dispositions d'acquisition forcée de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions*.
- 6) Les actions de série U ont été émises le 15 octobre 1998.
- 7) Les actions de série Y ont été émises le 5 mars 1999.

Restrictions en matière de dividendes

Certaines des actions privilégiées en circulation de TransCanada comportent des restrictions exigeant qu'aucun dividende ne soit déclaré ou versé sur les actions ordinaires à moins que tous les dividendes payables sur toutes les actions prenant rang avant les actions ordinaires quant au versement de dividendes n'aient été déclarés et versés. En outre, il existe des dispositions dans les diverses conventions de fiducie auxquelles TransCanada est partie qui restreignent le versement de dividendes sur les actions ordinaires de TransCanada dans certaines circonstances. Au 31 décembre 2001, ces dispositions ne restreignaient ni ne modifiaient la capacité de TransCanada de déclarer ou de verser des dividendes.

MARCHÉ POUR LA NÉGOCIATION DES TITRES

Les renseignements ci-après sont donnés en date du 26 février 2002.

Les actions ordinaires de TransCanada sont inscrites à la cote des bourses de New York et de Toronto.

Les actions privilégiées de premier rang, rachetables, à dividende cumulatif, série U et série Y sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto.

Les Trust Originated Preferred SecuritiesSM 8,75 %⁽¹⁾, obligations de TransCanada Capital, fiducie commerciale non apparentée (« TOPrSSM »)⁽¹⁾ échéant en 2045, et les titres privilégiés 8,25 % échéant en 2047, sont inscrits à la cote de la Bourse de New York.

Les débetures 7,875 % échéant le 1^{er} avril 2023 de NGTL sont inscrites à la cote de la Bourse de New York.

Les obligations de première hypothèque sur pipelines 16,50 % échéant en 2007 sont inscrites à la cote de la Bourse de Londres.

Nota :

- 1) SM Marques de service de Merrill Lynch & Co., Inc.

ADMINISTRATEURS ET DIRIGEANTS

Au 26 février 2002, les administrateurs, membres de la haute direction et dirigeants de TransCanada en tant que groupe étaient directement ou indirectement propriétaires véritables de moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada et moins de 1 % des titres comportant droit de vote de l'une ou l'autre de ses filiales ou exerçaient le contrôle ou l'emprise sur moins de 1 % des actions ordinaires de TransCanada et moins de 1 % des titres comportant droit de vote de l'une ou l'autre de ses filiales. Les renseignements sur la propriété véritable des actions ou sur le contrôle ou l'emprise dont elles font l'objet, non connus de TransCanada, ont été fournis individuellement par les administrateurs et les dirigeants respectifs.

Administrateurs

Le tableau qui suit donne le nom des 14 administrateurs qui siègent actuellement ou qui ont siégé en 2001 au conseil d'administration de TransCanada, leur municipalité de résidence, les postes qu'ils détiennent au sein de TransCanada et des principales personnes morales de son groupe, leur occupation principale ou leur emploi au cours des cinq dernières années et l'année depuis laquelle chaque administrateur s'est acquitté de façon continue des fonctions d'administrateur de TransCanada et de NOVA avant la fusion de 1998, le cas échéant.

<u>Nom</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>	<u>Administrateur depuis</u>
Douglas D. Baldwin, ing. Calgary (Alberta)	Administrateur de sociétés. Président et chef de la direction, TransCanada, d'août 1999 à avril 2001. Avant décembre 1998, vice-président principal et administrateur, Compagnie pétrolière impériale Ltée (énergie intégrée).	Avril 1999
Ronald B. Coleman Calgary (Alberta)	Président, R.B. Coleman Consulting Co. Ltd. et président du conseil, Dominion Equity Resource Fund Inc. (activités pétrolières et gazières).	Juillet 1998 (administrateur de NOVA depuis juin 1987)
Dominic D'Alessandro Toronto (Ontario)	Président et chef de la direction, La Compagnie d'Assurance-Vie Manufacturers (assurances).	Avril 1999 (a démissionné en janvier 2002)
Wendy Dobson Uxbridge (Ontario)	Professeure, Rotman School of Management et directrice, Centre d'affaires international, université de Toronto.	Avril 1992
L'hon. Paule Gauthier, C.P., O.C., O.Q., c.r. Québec (Québec)	Associée principale, Desjardins Ducharme Stein Monast (cabinet d'avocats). Administratrice, La Banque Royale du Canada, Société Trust Royal du Canada, Compagnie Trust Royal, Rothmans Inc. et Metro Inc. Membre, conseil des gouverneurs, Collège militaire royal du Canada. Présidente du Comité de surveillance des activités de renseignement de sécurité et présidente de la Fondation de la Maison Michel Sarrazin.	Février 2002

<u>Nom</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>	<u>Administrateur depuis</u>
Richard F. Haskayne, O.C., F.C.A. Calgary (Alberta)	Président du conseil, TransCanada et président du conseil, Fording Inc. (charbon et wollastonite). Avant juillet 1998, président du conseil, NOVA (services énergétiques et produits chimiques). Jusqu'en septembre 1998, président du conseil, TransAlta Corporation (société de portefeuille du secteur de l'électricité).	Juillet 1998 (administrateur de NOVA depuis mai 1991)
Kerry L. Hawkins Winnipeg (Manitoba)	Président, Cargill Limited (manutentionnaire céréalier et marchand, transporteur et fabricant de produits agricoles).	Avril 1996
Harold N. Kvisle, ing. Calgary (Alberta)	Président et chef de la direction, TransCanada, depuis mai 2001. Vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires, TransCanada, de juin 2000 à avril 2001 et vice-président principal, Commerce et expansion des affaires, TransCanada, d'avril 2000 à juin 2000. Vice-président principal et président, Activités énergétiques, TransCanada, de septembre 1999 à avril 2000. Avant septembre 1999, président, Fletcher Challenge Energy Canada.	Mai 2001
L'hon. Donald S. Macdonald, P.C., C.C. Toronto (Ontario)	Conseiller principal, UBS Bunting Warburg Inc. (banque d'investissement). Président du conseil, IPCUS Income Commercial Real Estate Investment Trust. Administrateur, Aber Diamond Corporation, Alberta Energy Company Limited, Boise Cascade Corporation, Boltons Capital Corporation, Slough Estates Limited, Sun Life du Canada, Compagnie d'Assurance-Vie. Fiduciaire, Clean Power Operating Trust. Avant sa retraite en février 2000, il était avocat-conseil chez McCarthy Tétrault (avocats).	Octobre 1991 (prend sa retraite le 26 avril 2002)
David P. O'Brien Calgary (Alberta)	Président du conseil et chef de la direction, PanCanadian Energy Corporation (pétrole et gaz), depuis octobre 2001. Président du conseil, PanCanadian Energy Corporation, depuis 1992. Président du conseil, président et chef de la direction, Canadien Pacifique Limitée de mai 1996 à octobre 2001. Chef de l'exploitation, Canadien Pacifique Limitée de février 1995 à mai 1996 (transports, énergie et hôtellerie).	Octobre 2001
James R. Paul Houston (Texas)	Président du conseil, James and Associates (firme privée d'investissement). Administrateur, AMEC PLC.	Avril 1996
Harry G. Schaefer, F.C.A. Calgary (Alberta)	Président, Schaefer & Associates (société de services de consultation auprès d'entreprises). Vice-président du conseil, TransCanada, et administrateur de plusieurs sociétés canadiennes. De mai 1996 à novembre 2000, président du conseil, Crestar Energy Inc. (producteur de pétrole et de gaz).	Avril 1987

<u>Nom</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>	<u>Administrateur depuis</u>
W. Thomas Stephens Greenwood Village (Colorado)	Administrateur de sociétés. Chef de la direction, MacMillan Bloedel Limited (produits forestiers) d'octobre 1997 à octobre 1999. Président du conseil et chef de la direction, Manville Corporation, de 1986 à 1996.	Avril 1999
Joseph D. Thompson, ing. Edmonton (Alberta)	Président du conseil, PCL Construction Group Inc. (entrepreneurs en construction générale). Avant juillet 1997, président du conseil, président et chef de la direction, PCL Construction Group Inc.	Avril 1995

Sauf indication contraire ci-dessus, chaque administrateur demeure en fonction jusqu'à la prochaine assemblée annuelle ou jusqu'à ce que son successeur soit élu ou nommé.

TransCanada est tenue d'avoir un comité de vérification, lequel, chez TransCanada, est appelé le comité de vérification et de gestion des risques. Les administrateurs qui sont membres du comité de vérification et de gestion des risques sont MM. H.G. Schaefer (président), R.B. Coleman, K.L. Hawkins, J.R. Paul et M^{me} P. Gauthier. M. D'Alessandro était également membre du comité de vérification et de gestion des risques jusqu'à sa démission en janvier 2002. Les autres comités du conseil d'administration, sont le comité de régie, le comité de la santé, de la sécurité et de l'environnement et le comité des ressources humaines. Des renseignements supplémentaires au sujet des comités du conseil d'administration et des pratiques de régie d'entreprise chez TransCanada se trouvent dans la circulaire d'information de la direction 2002 de TransCanada datée du 26 février 2002 (« la circulaire d'information de la direction 2002 ») sous la rubrique « Autres renseignements - Régie d'entreprise ». Se reporter à la rubrique « Renseignements supplémentaires » dans la présente notice annuelle.

Dirigeants

Tous les dirigeants de TransCanada résident à Calgary, en Alberta. Au 26 février 2002, les dirigeants de TransCanada, leur poste actuel au sein de TransCanada et leur occupation principale au cours des cinq dernières années étaient les suivants :

Membres de la direction

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Harold N. Kvisle	Président et chef de la direction	Président et chef de la direction depuis mai 2001. De juin 2000 à avril 2001, vice-président directeur, Commerce et expansion des affaires. D'avril 2000 à juin 2000, vice-président principal, Commerce et expansion des affaires. De septembre 1999 à avril 2000, vice-président principal, TransCanada, et président, Activités énergétiques. Avant septembre 1999, président, Fletcher Challenge Energy Canada.

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Albrecht W.A. Bellstedt, c.r.	Vice-président directeur, Affaires juridiques et chef du contentieux	Avant juin 2000, vice-président principal, Affaires juridiques et chef du contentieux. Avant avril 2000, vice-président principal, Affaires juridiques et administratives et avant août 1999, vice-président principal, Affaires juridiques et chef de la conformité. Avant février 1999, associé, Fraser Milner, cabinet d'avocats, et avant octobre 1998, associé, Milner Fenerty, cabinet remplacé par Fraser Milner.
Russell K. Girling	Vice-président directeur et chef des finances	Avant juin 2000, vice-président principal et chef des finances. De janvier à septembre 1999, vice-président, Finances. Avant janvier 1999, vice-président directeur, Électricité (TransCanada Energy). Avant juillet 1998, vice-président principal, Électricité en Amérique du Nord (TransCanada Energy) et avant avril 1997, vice-président, Électricité (TransCanada Energy).
Dennis J. McConaghy	Vice-président directeur, Mise en valeur de la production gazière	Avant octobre 2000, vice-président principal, Désinvestissements secteur intermédiaire. Avant juin 2000, vice-président, Stratégie et planification. Avant juillet 1998, vice-président, Stratégie et expansion, NOVA.
Alexander J. Pourbaix	Vice-président directeur, Mise en valeur de la production d'électricité	Avant mai 2001, vice-président principal, Entreprises d'électricité. Avant juin 2000, vice-président, Expansion, Services d'électricité. Avant juin 1998, a détenu progressivement des postes de haute direction au sein des sociétés membres du groupe de TransCanada.
Sarah E. Raiss	Vice-présidente directrice, Services de la société	Avant janvier 2002, vice-présidente directrice, Ressources humaines et relations avec le secteur public. Avant juin 2000, vice-présidente principale, Ressources humaines et relations avec le secteur public. Avant février 2000, vice-présidente principale, Ressources humaines. Avant mars 1999, présidente de SE Raiss Group, Inc. (conseiller en organisation).
Ronald J. Turner	Vice-président directeur, Exploitation et ingénierie	Avant décembre 2000, vice-président principal et président, TransCanada International. Avant septembre 1999, vice-président principal et président, Transmission West. Avant juillet 1998, vice-président, Procédés de valeur de l'Ouest, NOVA Chemicals Ltd. et vice-président directeur, NOVA Gas Transmission Ltd. et avant décembre 1997, vice-président Approvisionnement en installations, NOVA Gas Transmission Ltd.

Dirigeants de la société

<u>Nom</u>	<u>Poste actuel</u>	<u>Occupation principale au cours des cinq dernières années</u>
Rhondda E.S. Grant	Vice-présidente et secrétaire	Avant septembre 1999, secrétaire et directrice adjointe du contentieux. Avant juillet 1998, détenait des postes similaires, NOVA.
Lee G. Hobbs	Vice-président et contrôleur	Avant juillet 2001, directeur, Comptabilité. Avant mai 1999, chef de la direction financière, Snow Leopard Resources Inc.
Garry E. Lamb	Vice-président, Vérification et gestion des risques	Avant octobre 2001, vice-président, Vérification et gestion des risques. Avant juin 2000, vice-président, Gestion des risques. Avant février 2000, vice-président, Identification et quantification des risques. Avant septembre 1999, directeur général, Risques de cocontractants et avant janvier 1999, a occupé le même poste, TransCanada Energy Ltd.
Donald R. Marchand	Vice-président, Finances et trésorier	Avant septembre 1999, directeur général, Finances. Avant janvier 1998, directeur, Finances.
Gary G. Penrose	Vice-président, Fiscalité	Avant février 1997, directeur général, Fiscalité.

RENSEIGNEMENTS SUPPLÉMENTAIRES

1. Des renseignements supplémentaires sont fournis dans la circulaire d'information de la direction 2002, qu'on peut obtenir en en faisant la demande à la secrétaire de TransCanada. Ces renseignements comprennent la rémunération des administrateurs et dirigeants; les prêts aux administrateurs et dirigeants; les principaux détenteurs de titres de TransCanada; les options d'achat de titres et les intérêts d'initiés dans des opérations importantes, le cas échéant.
2. Des renseignements financiers supplémentaires apparaissent aux états financiers consolidés de TransCanada pour l'exercice financier terminé le 31 décembre 2001 fournis dans le rapport annuel.
3. TransCanada fournira à toute personne ou compagnie qui en fait la demande auprès de la secrétaire de TransCanada :
 - a) lorsque les titres de TransCanada font l'objet d'un placement aux termes d'un prospectus simplifié définitif ou lorsqu'un prospectus simplifié provisoire a été déposé à l'égard du placement de ses titres :
 - i) un exemplaire de la plus récente notice annuelle de TransCanada, ainsi qu'un exemplaire de tout document ou des pages visées de tout document qui est intégré par renvoi à la notice annuelle;
 - ii) un exemplaire des états financiers consolidés comparatifs de TransCanada pour le dernier exercice financier terminé de TransCanada à l'égard duquel ces états financiers ont été déposés, ainsi que le rapport du vérificateur, l'analyse par la direction de la situation financière et des résultats d'exploitation et un exemplaire des états financiers intermédiaires de TransCanada qui ont été déposés après les derniers états financiers annuels déposés;
 - iii) un exemplaire de la circulaire d'information de TransCanada à l'égard de la dernière assemblée annuelle des actionnaires de TransCanada qui visait l'élection des administrateurs ou un exemplaire de tout document annuel préparé au lieu de la circulaire d'information, le cas échéant;
 - iv) un exemplaire de tout autre document ou rapport qui est intégré par renvoi dans le prospectus simplifié provisoire ou au prospectus simplifié définitif et qui n'a pas à être fourni aux termes des alinéas i), ii) ou iii) ci-dessus; ou
 - b) à tout autre moment, un exemplaire de tout autre document mentionné aux alinéas 1) et 3), a) i), ii) et iii) ci-dessus, étant entendu que TransCanada peut exiger le paiement de frais raisonnables de la personne ou compagnie qui n'est pas détenteur de titres de TransCanada lorsque les documents sont fournis par TransCanada aux termes de l'alinéa 3).

ANNEXE A

FILIALES DE TRANSCANADA PIPELINES LIMITED

La liste qui suit présente les principales filiales de TransCanada au 31 décembre 2001 :

<u>Filiale</u> ⁽¹⁾	<u>Territoire de constitution</u>	<u>Pourcentage de propriété par TransCanada des actions comportant droit de vote</u>
NOVA Gas Transmission Ltd.	Alberta	100
TransCanada PipeLine USA Ltd.	Nevada	100
TransCanada Energy USA Inc.	Delaware	100
TransCanada Gas Services Inc.	Delaware	100
701671 Alberta Ltd.	Alberta	100
TransCanada Energy Ltd.	Canada	100

Nota :

- 1) Les dénominations en gras sont celles des filiales « directes » de TransCanada. La mise en retrait de la dénomination d'une filiale dans le tableau ci-dessus indique que cette filiale est détenue par une filiale de TransCanada. Le pourcentage de propriété indiqué pour une filiale est le pourcentage qui est détenu directement dans cette filiale par sa société mère immédiate.