

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

ANNEXES
rapport annuel 2003
AU PARLEMENT

Canada

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE1-2003-1F
ISBN 0-662-76109-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Office national de l'énergie
Bureau des publications
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta)
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles
à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée).

Internet : www.neb-one.gc.ca

Imprimé au Canada

Conception de la couverture
Jason Selinger

Mise en page
Donna Dunn

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2003 as represented by the National Energy Board

Cat. No. NE1-2003-1E
ISBN 0-662-36332-9

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
National Energy Board
Publications Office
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta
T2P 0X8
(403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Internet: www.neb-one.gc.ca

Printed in Canada

Credits:
Cover design
Jason Selinger
Layout Artist
Donna Dunn

Table des matières

Annexe A

A1.	Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents - 1999 à 2003	1
A2.	Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2002	1
A3.	Offre et utilisation de gaz naturel - 1999 à 2003	2
A4.	Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2002	2
A5.	Offre et utilisation de liquides de gaz naturel - 1999 à 2003	2
A6.	Travaux géophysiques - 1999 à 2003	3
A7.	Dépenses d'exploration et de mise en valeur - 1999 à 2003	3
A8.	Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada - 1999 à 2003	3
A9.	Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières - 1999 à 2003	4
A10.	Production et utilisation d'électricité - 1999 à 2003	4

Annexe B

B1.	Certificats délivrés en 2003 pour la construction d'installations d'oléoducs, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur	5
B2.	Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations d'oléoducs, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur	5
B3.	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2002 et 2003	6
B4.	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 1999 à 2003	6
B5.	Exportations de produits pétroliers par mois - 2003	7
B6.	Exportations de produits pétroliers par compagnie - 2002 et 2003	7

Annexe C

C 1.	Certificats délivrés en 2003 pour la construction d'installations de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur	8
C 2.	Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations de gazoducs ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur	8
C 3.	Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003	10
C 4.	Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2003	14
C 5.	Exportations de gaz naturel par point d'exportation - 1999 à 2003	15
C6.	Exportations totales nettes de propane et de butanes - 2002 et 2003	16

Annexe D

D1.	Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs	17
D2.	Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service	18
D3.	Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe 1	19

Annexe E

E1.	Certificats et permis délivrés en 2003 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité . . .	20
E2.	Ordonnances modificatrices délivrées en 2003 relativement à des lignes internationales des transport d'électricité	20
E3.	Ordonnances de révocation délivrées en 2003 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité	20
E4.	Licences délivrées en 2003 relativement à l'exportation d'électricité	20
E5.	Permis et ordonnances délivrés en 2003 relativement à l'exportation d'électricité	20
E6.	Exportations d'électricité en 2003	21
E7.	Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2003	28
E8.	Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis en 2003	29

A1. Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents

(en milliers de mètres cubes par jour)

	1999	2000	2001	2002	2003 ^{e)}
Offre					
Production canadienne ^{a)}	334,4	342,7	347,4	371,7	396,9
Importations ^{b)}	128,1	141,2	146,4	140,0	143,3
Offre totale^{d)}	462,5	483,9	493,8	511,7	540,2
Utilisation					
Consommation intérieure ^{b)}	262,6	271,3	282,2	287,7	297,6
Exportations ^{c)}	199,7	220,3	222,9	232,6	246,5
Utilisation totale^{d)}	462,3	491,6	505,1	520,3	544,1

a) Source : ONÉ

b) Source : Statistique Canada/Rapport hebdomadaire de l'ONÉ sur les quantités de brut traitées

c) Source : Formulaire 306 de l'ONÉ - Exportations de pétrole brut

d) La différence entre l'offre totale et l'utilisation totale est attribuable à la variation des stocks, aux pertes/gains, etc.

e) Estimations

A2. Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2002

(en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^{a)}	122,2	22,3
Alberta ^{b)}	2 603,3	260,5
Saskatchewan ^{c)}	805	183
Manitoba ^{d)}	37,4	2,5
Ontario ^{e)}	14,4	1,7
T.N.-O. et Yukon :		
Archipel de l'Arctique et région extracôtière de l'Est de l'Arctique ^{f)}	0,5	0
Partie continentale des Territoires - Norman Wells	47,9	14,4
Nouvelle-Écosse ^{d)} - Cohasset et Panuke	7	0
Terre-Neuve ^{d)} - Hibernia, Terra Nova et White Rose	247	203,6
Total	3 884,7	688,0
(Total en millions de barils)	(24 474)	(4 334)
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé ^{b)}	5 590	5 170,0
Sables bitumineux - bitume ^{b)}	22 740	22 560,0
Total	28 330	27 730,0
(Total en millions de barils)	(178 479)	(174 699)
Total - pétrole classique et bitume	32 214,7	28 418,0
(Total en millions de barils)	(202 953)	(179 033)

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimation de la province pour le 31 décembre 2001; estimation d'Énergie et Mines Sask. jusqu'en 2002

d) Organismes provinciaux et offices des hydrocarbures extracôtiers

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

f) Bent Horn abandonné en 1996

Nota : Il se peut que les totaux ne soient pas justes en raison de l'arrondissement des chiffres.

A3. Offre et utilisation de gaz naturel

(en milliards de mètres cubes)

	1999	2000	2001	2002	2003 ^{d)}
Offre					
Production de gaz commercialisable ^{a)}	170,3	176,2	179,3	179,0	173,6
Importations	1,4	2,3	6,7	7,7	10,9
Offre totale	171,7	178,5	186,0	186,8	184,5
Utilisation					
Consommation intérieure ^{b)}	66,3	71,7	66,8	71,6	73,5
Exportations	95,5	101,7	106,3	107,1	98,9
Autres utilisations ^{c)}	9,9	5,2	12,9	8,1	12,1
Utilisation totale	171,7	178,5	186,0	186,8	184,5

a) Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

b) Source : Statistique Canada

c) Comprend le combustible et les pertes en canalisation, les pertes en cours de retraitement et le combustible de retraitement, et la variation nette des stocks.

d) Estimations

A4. Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2002

(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^{a)}	690,2	254,9
Alberta ^{b)}	4 313,5	1 171,4
Saskatchewan ^{c)}	221,2	77,0
Ontario ^{d)}	44,6	11,5
T.N.-O. et Yukon	26,8	13,0
Nouvelle-Écosse - zones extracôtières ^{c)}	85,0	71,3
Total	5 381,3	1 599,1
(Total en billions de pieds cubes)	(190,0)	(56,4)

a) Base de données commune du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique et de l'ONÉ

b) Base de données commune de l'Alberta Energy & Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimation de la province pour le 31 décembre 2002

d) Association canadienne des producteurs pétroliers

A5. Offre et utilisation de liquides de gaz naturel

(en milliers de mètres cubes par jour)

	1999	2000	2001	2002	2003 ^{a)}
Offre					
Production canadienne ^{a)}	101,2	99,8	94,2	94,7	90,7
Importations ^{b)}	1,4	1,6	2,2	1,5	1,6
Offre totale^{d)}	102,6	101,4	96,4	96,2	92,3
Utilisation					
Consommation intérieure ^{b)}	72,4	68,1	71,5	70,0	67,5
Exportations ^{c)}	34,0	35,0	28,8	32,4	28,9
Utilisation totale^{d)}	106,4	103,1	100,3	102,4	96,4

a) Source : ONÉ

b) Source : Formulaire 145 de l'ONÉ

c) Source : Formulaires 157 et 86A de l'ONÉ

d) La différence entre l'offre totale et l'utilisation totale est attribuable à la variation des stocks, et à d'autres redressements, etc.

e) Estimations

A6. Travaux géophysiques (équipes sismiques actives)

	1999	2000	2001	2002	2003
Janvier	48	49	39	27	35
Février	37	49	50	49	44
Mars	36	45	61	60	40
Avril	13	22	23	35	22
Mai	10	16	27	14	11
Juin	16	15	31	8	12
Juillet	24	38	36	18	12
Août	37	34	37	28	11
Septembre	38	20	34	20	12
Octobre	40	28	25	21	16
Novembre	38	34	23	26	18
Décembre	40	27	24	21	19

Source : Petroleum Explorer

A7. Dépenses d'exploration et de mise en valeur (en millions de dollars)

	1999	2000	2001	2002	2003 ^{a)}
Exploration					
Régions classiques ^{a)}	3 873	5 932	6 604	4 662	5 960
Régions pionnières ^{b)}	513	639	884	838	1 070
Total Canada	4 386	6 571	7 488	5 500	7 030
Mise en valeur					
Régions classiques ^{a)}	6 842	10 557	12 974	11 092	14 190
Régions pionnières ^{b)}	2 347	1 492	1 337	1 388	1 780
Total Canada	9 189	12 049	14 310	12 480	15 970
Dépense totales	13 575	18 619	21 798	17 980	23 000

a) Alberta, Colombie-Britannique, Saskatchewan, Manitoba, Ontario

b) Territoires du Nord-Ouest, Yukon et zones extracôtières

c) Estimations

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

A8. Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest du Canada

	1999	2000	2001	2002	2003
Superficie (1 000 ha)					
Alberta	2 996	3 831	3 908	2 776	3 143
Colombie-Britannique	731	693	854	849	734
Saskatchewan	398	283	373	654	1064
Manitoba	4	5	22	3	4
Total	4 129	4 812	5 157	4 281	4 945
Prix (en millions de dollars)					
Alberta	593	1 142	1 086	502	904
Colombie-Britannique	176	248	440	289	647
Saskatchewan	46	48	56	103	159
Manitoba	0	1	1	0	0
Total	815	1 439	1 583	893	1 710

Source : Daily Oil Bulletin

A9. Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières

	1999	2000	2001	2002	2003
Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse					
Licences	21	11	8	9	2
Dépenses (en millions de dollars)	597	61	192	527	14
Superficie (1 000 ha)	2 402	1 245	1 254	1 580	150
Zone extracôtière de Terre-Neuve					
Licences	5	10	9	0	8
Dépenses (en millions de dollars)	193	89	15	0	673
Superficie (1 000 ha)	819	1 600	1 197	0	2 114
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie					
Licences	4	9	0	2	0
Dépenses (en millions de dollars)	183	467	0	14	0
Superficie (1 000 ha)	294	709	0	46	0
Centre de la vallée du Mackenzie					
Licences	0	6	5	0	1
Dépenses (en millions de dollars)	0	58	17	0	1
Superficie (1 000 ha)	0	764	398	0	80
Total					
Licences	30	44	22	11	11
Dépenses (en millions de dollars)	973	866	224	542	688
Superficie (1 000 ha)	3 514	5 577	2 848	1 626	2 344

Source : MAINC, OCNHE, OCTHE

A10. Production et utilisation d'électricité (en térawattheures)

	1999	2000	2001	2002	2003 ^{b)}
Offre					
Production totale	558,0	582,8	564,7	576,0	570,8
Importations ^{a)}	15,0	13,7	17,9	16,7	19,6
Offre totale	573,0	596,5	582,6	592,7	590,4
Utilisation					
Demande	529,2	546,7	542,5	556,6	564,2
Exportations ^{a)}	43,8	49,8	40,2	36,1	26,1
Utilisation totale	573,0	596,5	582,6	592,7	590,4

a) Comprend les mouvements de services et d'autres redressements.

b) Estimations

Source : Statistique Canada, ONÉ

B1. Certificats délivrés en 2003 pour la construction d'installations d'oléoducs, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de certificat	Délivré le	Description	Coût estimatif (\$)
Pipelines Trans-Nord Inc.	OC-48	2003-08	Accroissement de la capacité du pipeline entre Montréal et Farran's Point et inversion du sens de l'écoulement	85 580 000

B2. Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations d'oléoducs, y compris des pipelines ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Description	Coût estimatif (\$)
Taurus Exploration Ltd.	XG-T097-01-2003	2003-03-12	Construction d'un pipeline de pétrole acide à travers la frontière entre la C.-B. et l'Alberta	s.o.
Resolution Resources Ltd.	XO-R042-02-2003	2003-03-18	Construction de 0,58 kilomètre de pipeline depuis la Saskatchewan jusqu'en Alberta	82 300
Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.	XO-T004-03-2003	2003-03-24	Douze projets	2 363 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-04-2003	2003-04-10	Mise hors service de 1,08 kilomètre de pipeline à Edmonton	s.o.
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-05-2003	2003-04-17	Installation de tuyauterie et de raccords de collecteur à la station Hardisty, en Alberta	5 258 000
Enbridge Pipelines Inc.	AO-2-XO-E101-5-2002	2003-05-23	Construction d'installations aux vannes 42, 43, 44 et 45 de la canalisation 9 et à la vanne de Grand River de la canalisation 9	1 215 000
Enbridge Pipelines Ltd.	XO-E101-06-2003	2003-06-04	Douze projets	5 541 800
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-07-2003	2003-06-10	Travaux d'amélioration à un pont	s.o.
Les Pipe-lines Montréal ltée	XO-M003-08-2003	2003-06-20	Mise hors service d'une conduite de livraison	70 000
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-09-2003	2003-06-25	Projet de confinement à la rivière Blue	s.o.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-10-2003	2003-06-27	Remplacement du croisement à la rivière Coldwater et élargissement du croisement à la rivière Dominion, en Colombie-Britannique	2 181 000
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-11-2003	2003-07-06	Élargissement du chenal au ruisseau Juliet et aménagement des rives au terminal portuaire Westbridge	179 000
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-12-2003	2003-07-10	Agrandissement du centre de commande du terminal d'Edmonton	1 353 000
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-13-2003	2003-07-16	Déviation de 150 mètres de pipeline	15 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-14-2003	2003-07-25	Enlèvement de 4 mètres et mise hors service de 25 mètres du pipeline qui est raccordé à la citerne 40 à Hardisty, en Alberta	25 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-15-2003	2003-08-25	Installation d'équipement de commande à distance des vannes le long de la canalisation 9	97 300
Plains Marketing Canada, L.P.	XO-P077-17-2003	2003-09-11	Mise hors service d'une section du pipeline Bodo-to-Cactus-Lake et déplacement des récepteurs de racleur	s.o.
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-T002-16-2003	2003-09-11	Remplacement de pipeline à Belleville, en Ontario	1 070 000
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-18-2003	2003-10-15	Réfection de la vanne de la canalisation 10 à la borne millaire B1903.47	324 400
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	XO-E102-20-2003	2003-10-30	Installation de panneaux solaires à quatre emplacements de vanne dans les Territoires du Nord-Ouest	102 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-T002-21-2003	2003-11-12	Remplacement de pipeline dans la municipalité de Williamsburg, en Ontario	450 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-T002-19-2003	2003-11-20	Déménagement et abaissement de tronçons de pipeline à Hamilton, en Ontario	s.o.
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-22-2003	2003-12-22	Remplacement du latéral Suncor	3 257 000

s.o. : sans objet

B3. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2002 et 2003

(en mètres cubes)

Destinataire	2002		2003 ^{a)}	
	Total quotidienne	Moyenne	Total quotidienne	Moyenne
BP	9 553 586	26 174	9 075 461	24 864
ChevronTexaco	1 124 428	3 081	1 252 633	3 432
CITGO	2 298 311	6 297	541 438	1 483
Coastal International USA	—	—	421 156	1 154
Conoco Inc.	3 914 362	10 724	—	—
ConocoPhillips (fusion le 1 ^{er} septembre 2002)	5 534 929	—	14 747 977	40 405
Cooperative Refining LLC	155 776	427	390 745	1 071
Equiva Trading International	391 328	1 072	—	—
ExxonMobil Corporation	15 193 091	41 625	13 591 226	37 236
Farmers Union Central Exchange, Incorp.	2 839 626	7 780	2 724 490	7 464
Flint Hills Resources LP (auparavant Koch)	13 766 249	37 716	13 181 912	36 115
Flying J. Inc.	362 135	992	313 210	858
Frontier Oil & Refining Company	1 096 004	3 003	772 313	2 116
Giant Industries	310 213	850	1 315 872	3 605
Marathon Ashland Petroleum LLC	6 347 231	17 390	7 560 194	20 713
Montana Refining Company	344 343	943	363 787	997
Motiva	—	—	79 216	217
Murphy Oil USA Inc.	1 395 622	3 824	1 334 784	3 657
PDV Midwest Refining	3 576 125	9 798	8 051 628	22 059
Phillips Petroleum Company	5 351 896	14 663	—	—
Premcor Refining	84 671	232	—	—
Salmon Resources	—	—	70 301	193
Shell Oil Company	355 977	975	498 431	1 366
Sinclair Oil Corp.	1 749 668	4 794	2 246 345	6 154
South Korea Oil	154 728	424	153 671	421
Sun Refining and Marketing Company	3 289 969	9 014	3 208 093	8 789
Tesoro Refining	1 758 972	4 819	2 343 647	6 421
Total Fina Elf	—	—	114 019	312
United Refining Company	3 357 186	9 198	3 661 797	10 032
Valero Refining	443 443	—	1 925 006	5 274
Autres	136 075	373	22 624	62
Total	84 885 943	232 564	89 961 975	246 471

a) Estimations

B4. Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens

(en mètres cubes par jour)

	1999	2000	2001	2002	2003 ^{a)}
Pétrole brut léger et équivalents	79 329	85 793	80 227	89 742	90 474
Pétrole brut lourd	119 677	133 571	140 650	142 822	155 997
Total	199 006	219 363	220 877	232 564	246 471

a) Estimations

B5. Exportations de produits pétroliers par mois^{a)} - 2003

(en mètres cubes)

Mois	Essence automobile	Distillats moyens	Mazout lourd	Carburacteur	Pétrole	Total
					partiellement traité	
Janvier	712 998	700 227	168 568	5 580	51 777	1 639 148
Février	690 469	650 299	177 124	34 876	92 123	1 644 891
Mars	869 140	668 986	128 202	12 503	13 554	1 692 385
Avril	793 657	610 507	216 886	30 784	22 113	1 673 946
Mai	703 261	739 386	239 603	12 327	129 622	1 824 198
Juin	753 697	750 899	187 047	18 814	66 311	1 776 768
Juillet	762 900	697 528	88 554	35 092	7 742	1 591 816
Août	860 052	838 463	247 826	35 735	6 775	1 988 850
Septembre	722 058	748 713	197 620	11 935	18 134	1 698 459
Octobre ^{b)}	779 909	727 309	187 525	22 443	46 347	1 763 532
Novembre ^{b)}	754 751	703 847	181 476	21 719	44 852	1 706 644
Décembre ^{b)}	779 909	727 309	187 525	22 443	46 347	1 763 532
Total	9 182 799	8 563 471	2 207 955	264 249	545 695	20 764 169

a) Ne comprend pas le propane, le butane, les lubrifiants, les graisses, l'asphalte, les produits pétrochimiques, etc.

b) Estimations

B6. Exportations de produits pétroliers par compagnie - 2002 et 2003

(en mètres cubes)

Exportateur	2002	2003 ^{a)}
Cenex Harvest States Cooperative	24 891	26 941
Chevron Canada Limited	225 401	241 696
Compagnie pétrolière impériale Ltée	1 359 395	1 259 559
Consumers Co-operative Refineries Ltd.	18 850	21 239
Four Directions Petroleum (Première nation)	42 128	34 921
Gale's Gas Bars Limited	—	38 028
Griffith Oil Co.	91 829	53 778
Husky Oil Marketing Ltd.	24 499	20 226
Irving Oil Limited	10 447 504	10 727 485
Kildair Service Ltée	9 492	135 927
MacEwen Petroleum Inc.	34 803	60 562
McAsphalt Industries Ltd.	—	42
MX Petroleum Corp.	106 557	102 013
Neste Petroleum (Canada) Inc.	—	62
North 60 Petro Ltd.	23 961	20 256
North Atlantic Refining Limited	4 923 925	5 668 120
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.	83 761	114 763
Olco Oil	216 218	225 324
Produits Petro-Canada Inc.	350 387	409 519
Produits Shell Canada Limitée	405 686	281 529
Stusco Canada Inc.	7 793	1 232
Suncor Energy Marketing Inc.	285 763	416 988
Suncor Energy Products Inc.	83 145	24 922
Sunoco Inc. (R&M) ^{***}	102 607	—
Ultramar Canada Inc.	1 256 015	830 610
Warner Petroleum Corporation	17 752	23 554
White Arrow Service Stations Inc.	23 275	24 876
Total	20 165 636	20 764 169

a) Estimations

*** Dénomination sociale devenue Suncor Energy Products Inc. en 2002

C1. Certificats délivrés en 2003 pour la construction d'installations de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro de certificat	Délivré le	Description	Coût estimatif (\$)
Westcoast Energy Inc	GC-107	2003-01	Agrandissement de la canalisation principale sud	240 000 000
EnCana Pipeline	GC-108	2003-09	Pipeline s'étendant d'un point près de Fort Nelson jusqu'à un point près de Rainbow Lake, en Alberta	55 000 000
Georgia Strait Crossing	GC-109	2003-11	Pipeline jusqu'à l'île de Vancouver	(139 300 000) Partie canadienne seul.

C2. Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations de gazoducs ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Description	Coût estimatif (\$)
Pioneer Natural Resources Canada Inc.	XG-P177-01-2003	2003-01-09	Construction du doublement du pipeline Burnt Cabin Creek	721 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-02-2003	2003-01-23	Mise hors service de six installations de compression	18 695 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-03-2003	2003-01-31	Réparation et remplacement des systèmes de protection cathodique à neuf endroits en Ontario	910 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-04-2003	2003-02-05	Installation d'un lanceur et de deux récepteurs de racleur aux stations de compression 2, 9 et 17, en Saskatchewan	2 000 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-05-2003	2003-02-11	Réalisation de travaux d'échantillonnage environnemental à 10 installations de compression	731 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-06-2003	2003-02-12	Réalisation de travaux d'échantillonnage environnemental à trois installations de compression	287 000
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.	XG-E126-08-2003	2003-03-04	Construction de 5,4 kilomètres de pipeline - le projet Tupper South Gas Pipeline	1 250 000
Regent Resources Ltd.	XG-R040-10-2003	2003-03-13	Construction d'un pipeline de 701 mètres à partir de l'Alberta jusqu'au Montana	100 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-11-2003	2003-03-17	Remise en service du pipeline Kotcho	335 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-12-2003	2003-03-18	Remplacement de sept kilomètres de pipeline dans la région de Pine Pass	11 285 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-13-2003	2003-03-28	Réparation et remplacement de systèmes de protection cathodique à 23 endroits	642 800
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-14-2003	2003-03-31	Installation de filtres sur le pipeline de réinjection Kwoen	600 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-15-2003	2003-04-11	Remplacement de deux sections de la canalisation principale de Fort Nelson à Jackfish Creek	1 994 000
TransCanada PipeLines Limited, BC System	XG-T054-16-2003	2003-04-17	Enlèvement et remplacement par un autre matériau des solins contenant de l'amiante à l'extérieur de cinq bâtiments à la station de compression Crowsnest	50 000
Petroleum Transmission Company	XG-P015-17-2003	2003-04-22	Installation d'un lanceur et d'un récepteur d'outil interne sur la canalisation de collecte principale Cochin au sud-est de Regina	50 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-18-2003	2003-04-24	Prélèvement d'échantillons de contaminants et programme de mesures correctives à 16 stations de compression	359 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-19-2003	2003-05-22	Remplacement du pipeline qui traverse le ruisseau North Trout dans le nord-ouest de l'Ontario	325 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-20-2003	2003-05-22	Ajout de quatre tuyaux protecteurs, deux sur le pipeline de la route de l'Alaska et deux sur le latéral de Kobes Creek	60 000
Petrovera Resources Ltd.	XG-P112-21-2003	2003-05-30	Construction de 3,64 kilomètres de pipeline de gaz brut non acide et d'installations connexes à partir de la région de Lone Rock, en Saskatchewan, jusqu'en Alberta	394 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-22-2003	2003-06-09	Programme de confinement et d'améliorations de l'infrastructure des stations de compression 25, 62, 75, 105, 130 et 148	364 000
TransCanada PipeLines Limited, BC System	XG-T054-23-2003	2003-06-26	Enlèvement de deux réservoirs de stockage souterrains et des installations s'y rapportant à la station de compression Crowsnest	50 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-24-2003	2003-06-26	Installation de raccords de producteur sur les réseaux de transport de Fort Nelson, de Fort St. John et de Grizzly Valley	1 200 000
Foothills Pipe Lines Ltd.	XG-F006-25-2003	2003-07-03	Déterrement, inspection et application d'une nouvelle isolation d'environ 300 mètres de canalisation sur le pipeline de Foothills Pipe Line (South B.C.) Ltd.	700 000
TransCanada PipeLines Limited, BC System	XG-T001-26-2003	2003-07-07	Réparation du tronçon de canalisation à découvert à travers le ruisseau Stone	600 000

C2. Ordonnances délivrées en 2003 pour la construction d'installations de gazoducs ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur (suite)

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Description	Coût estimatif (\$)
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-27-2003	2003-07-09	Prélèvement de polluants et programme d'assainissement	2 357 000
Terasen PipeLines (Trans Mountain) Inc.	XG-T099-28-2003	2003-07-10	Projet de remplacement de la canalisation franchissant le fleuve Fraser	11 500 000
ConocoPhillips Canada Limited	XG-C216-31-2003	2003-07-14	Enlèvement et remplacement de deux vannes près de Brandon, au Manitoba	60 000
Many Islands Pipe Line Ltd.	XG-M029-24-2003	2003-07-14	Construction d'une canalisation verticale de raccordement	18 950
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-30-2003	2003-07-15	Entretien de l'isolation sur la canalisation du lac Boundary Lake et sur la canalisation principale de l'Alberta dans le nord-est de la C.-B.	80 000
Sierra Production Company	XG-S103-32-2003	2003-07-18	Construction de 1,97 kilomètre de pipeline à partir de Aden, en Alberta, jusqu'à la frontière canado-américaine	168 600
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-33-2003	2003-07-21	Prélèvement environnemental à la station de compression 92	25 000
Taurus Exploration (Canada) Ltd.	XG-T097-34-2003	2003-07-24	Construction d'un raccordement au pipeline de Boundary Lake	25 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-36-2003	2003-07-30	Programme de protection cathodique n° 2 au Manitoba, en Ontario et au Québec	1 586 000
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.	XG-N132-37-2003	2003-08-08	Réparation de trois pipelines sous le ruisseau Talfourd près de Sarnia, en Ontario	200 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-38-2003	2003-08-11	Programme de protection cathodique n° 4 à trois endroits dans la région de Great Sand Hills, en Saskatchewan	142 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-39-2003	2003-08-13	Construction d'un canal armé et d'installations de bio-ingénierie connexes dans un tributaire du lac Rancheree Lake près de Prince George	65 000
Souris Valley Pipeline Limited (pipeline de CO ₂)	XC-S161-2-2003	2003-08-15	Ajout d'un redresseur et d'anodes continues à la station Goodwater, en Saskatchewan	20 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-40-2003	2003-09-03	Désaffectation d'un bâtiment auxiliaire et du bâtiment de compresseurs à la station 13	2 222 800
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-41-2003	2003-09-11	Programme de protection cathodique n° 5 à neuf endroits en Saskatchewan	271 500
TransCanada PipeLines Limited, BC System	XG-T054-42-2003	2003-09-11	Programme de protection cathodique n° 6 sur le réseau de la Colombie-Britannique	12 240
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-43-2003	2003-09-16	Prélèvement de contaminant et programme d'assainissement - station de compression 21	2 080 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-44-2003	2003-09-18	Remplacement du réservoir de soufre liquide de l'usine à gaz McMahon	1 260 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-45-2003	2003-09-19	Construction d'un revêtement au ruisseau Crassier	35 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-46-2003	2003-09-25	Programme de protection cathodique n° 7 à un emplacement en Ontario	40 000
TransCanada PipeLines Limited	XG-T001-47-2003	2003-10-02	Programme de protection cathodique n° 3	1 079 200
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-48-2003	2003-10-03	Déplacement de la station de comptage Knopcik	355 000
Canadian Hunter Exploration Ltd.	XG-C087-50-2003	2003-12-18	Construction d'un pipeline entre le champ Windsor, en Colombie-Britannique, et le réseau de collecte de gaz Elsworth, en Alberta	815 000
Westcoast Energy Inc.	XG-W005-49-2003	2003-12-18	Remise en service du tronçon de pipeline Pesh	370 000

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		
			Du	Au	Quotidien (10 ⁶ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
AG-Energy L.P.	GL-182	Iroquois (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	467,0	170,6	2 587,0
			2008-11-01	2008-12-31	467,0	28,5	
Alberta Northeast Gas, Limited et AEC Oil et Gas Company	GL-105	Iroquois (Ont.)	1992-11-01	2006-10-31	533,0	194,7	2 714,0
			2006-11-01	2007-03-31	533,0	80,5	
Alberta Northeast Gas, Limited et ATCOR Ltd.	GL-104	Iroquois (Ont.)	1992-11-01	2006-10-31	1 057,0	386,1	5 428,0
			2006-11-01	2007-03-31	1 057,0	159,7	
Alberta Northeast Gas, Limited et ProGas Limited	GL-103	Iroquois (Ont.)	1992-11-01	2006-10-31	1 870,0	683,0	10 236,0
			2006-11-01	2007-03-31	1 870,0	282,6	
Alberta Northeast Gas, Limited et Cargill Gas Marketing, Ltd.	GL-102	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1992-11-01	2006-10-31	7 790,3	2 845,3	42 646,0
		Maximum combiné	2006-11-01	2007-02-28	7 790,3	935,5	
		Maximum permis à Iroquois (Ont.) en tant que partie du volume combiné Iroquois/Niagara Falls (Ont.)	1992-11-01	2006-10-31	7 507,0	2 741,9	
			2006-11-01	2007-02-28	7 507,0	901,5	
		Maximum permis à Iroquois (Ont.) en tant que partie du volume combiné Iroquois/Niagara Falls (Ont.)	1991-11-01	2006-10-31	283,3	103,4	
			2006-11-01	2007-02-28	283,3	34,0	
Amoco Canada Resources Limited et Consolidated Edison Company	GL-127	Niagara Falls (Ont.)	1992-11-01	2005-10-31	873,0	319,0	4 778,0
Androscoffin Energy LLC	GL-283	Cornwall (Ont.)	1999-11-01	2009-10-31	1 242,0	453,4	4 534,0
		East Hereford (Qc)	1999-11-01	2009-10-31	1 242,0	453,4	
		Niagara Falls (Ont.)	1999-11-01	2009-10-31	1 242,0	453,4	
Bearpaw Energy Inc.	GO-59-96	North Portal (Sask.)	1999-03-26	2009-03-01	30,0	n.p.	n.p.
BP Canada Energy Company	GL-112	Huntingdon (C.-B.)	1989-11-01	2004-10-31	704,0	257,0	3 856,0
Brooklyn Navy Yard Cogen Partners, L.P.	GL-232	Iroquois (Ont.)	1996-10-01	2011-09-30	750,0	274,0	5 480,0
Burlington Resources Canada Ltd.	GL-118	Emerson (Man.)	2000-04-01	2004-10-31	424,9	155,1	2 248,9
CanWest Gas Supply Inc.	GL-218	Huntingdon (C.-B.)	1993-11-01	2008-10-31	273,2	100,0	1 495,0
Cargill Gas Marketing Ltd.	GL-110	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	2001-11-01	2012-10-31	708,2	258,5	5 443,2
		Emerson (Man.)	2001-11-01	2004-10-31	424,9	155,1	2 326,5
		Cornwall (Ont.)	2001-11-01	2005-10-31	331,0	121,3	1 820,0
		Emerson (Man.)	2001-11-01	2005-10-31	424,9	155,1	2 326,5
		Niagara Falls (Ont.)	2001-11-01	2007-10-31	283,0	103,7	1 552,0
		Philipsburg (Qc)	2002-05-23	2006-10-31	906,0	332,0	4 980,0
		Iroquois (Ont.)	2001-11-01	2005-10-31	1 445,0	529,0	7 910,0
		Niagara Falls (Ont.)	2001-11-01	2008-10-31	509,0	186,6	2 800,0
Chevron Canada Resources Limited	GL-250	Kingsgate (C.-B.)	1996-11-01	2010-10-31	585,8	214,4	3 210,0
			2010-11-01	2012-08-30	585,8	142,9	

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003 (suite)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		
			Du	Au	Quotidien (10 ⁶ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
Chinook Pipeline Company	GOL-4-00 ^{a)}	Emerson (Man.)	2000-11-03	2010-11-02	n.p.	n.p.	n.p.
		Monchy (Sask.)	2000-11-03	2010-11-02	n.p.	n.p.	n.p.
		Niagara Falls (Ont.)	2000-11-03	2010-11-02	n.p.	n.p.	n.p.
CoEnergy Trading Company	GL-276	East Hereford (Qc)	1999-03-10	2009-03-09	2 266,2	827,2	8 272,0
		Emerson (Man.) Maximum combiné			2 266,2	827,2	
Coral Energy Canada Inc.	GOL-5-98 ^{b)}	Emerson (Man.)	1998-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
		GL-134	Niagara Falls (Ont.)	1990-11-01 2010-11-01	2010-10-31 2011-08-31	450,0 450,0	145,0 95,9
	GL-180	Monchy (Sask.)	2001-11-01	2004-11-01	278,0	83,1	1 014,0
		GL-181	Monchy (Sask.)	1992-11-01 2006-11-01	2006-10-31 2009-11-01	580,0 580,0	212,0 173,4
Coral Resources Canada ULC	GOL-6-03 ^{d)}	Elmore (Sask.)	2003-12-04	2013-12-04	n.p.	n.p.	n.p.
		GL-120	Emerson (Man.)	2001-12-20	2004-10-31	424,9	155,1
Dartmouth Power Associates Limited Partnership	GL-164	Iroquois (Ont.)	1992-11-01	2007-10-31	400,9	146,4	2 196,0
Direct Energy Marketing Limited	GL-188	East Hereford (Qc)	1998-09-30	2006-10-31	171,0	62,4	936,2
EnCana Corporation	GL-284	Monchy (Sask.)	2002-09-24	2008-10-31	4 277,5	1 562,4	15 624,0
	GL-285	Kingsgate (C.-B.)	2002-09-24	2008-10-31	2 727,0	996,2	9 962,0
ENCO Gas, Ltd.	GL-203	Huntingdon (C.-B.)	1994-11-01	2008-10-31	601,3	219,5	3 258,0
Encogen Northwest, L.P.	GL-190	Huntingdon (C.-B.)	1993-11-01	2008-10-31	271,6	99,1	1 441,3
Engage Energy Canada, L.P.	GL-225	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1994-11-01	2004-10-31	2 581,5	1 040,8	13 691,1
	GL-226	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1994-11-01	2004-10-31	988,6	360,8	4 746,8
	GL-227	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	1994-11-01	2004-10-31	570,3	208,2	2 738,6
	GL-282	Emerson (Man.)	1998-11-08	2008-11-01	572,0	208,8	2 452,0
	GOL-10-02 ^{d)}	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-11-02 ^{e)}	Huntingdon et Kingsgate (C.-B.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-12-02 ^{f)}	Monchy (Sask.) et St. Clair (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-13-02 ^{f)}	Emerson (Man.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-14-02 ^{g)}	Cardston (Alb.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-9-93 ^{h)}	St. Clair (Ont.)	1997-01-01	2008-03-31	n.p.	n.p.	n.p.
Enron North America Corp.	GL-258	Iroquois (Ont.)	1996-11-01	2006-10-31	57,8	21,1	479,1
	GL-277	Monchy (Sask.)	1998-11-01	2008-11-01	1 185,2	432,7	4 327,3
	GL-278	Emerson (Man.) St. Clair (Ont.) Maximum combiné	1998-11-01 1998-11-01	2008-11-01 2008-11-01	901,0 901,0	329,7 329,7	3 296,6

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003 (suite)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		
			Du	Au	Quotidien (10 ⁶ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
	GL-279	Niagara Falls (Ont.)	1998-11-01	2008-11-01	256,4	93,6	936,0
	GL-293	St. Clair (Ont.)	1999-11-01	2009-10-31	566,0	206,8	2 068,0
Forty Mile Gas Co-op Ltd.	GO-21-98	Monchy (Sask.)	1998-05-01	2018-04-30	n.p.	n.p.	n.p.
Husky Energy Marketing Inc.	GL-114	Emerson (Man.)	1989-11-01	2006-10-31	424,9	155,1	2 556,6
	GL-252	Niagara Falls (Ont.)	2001-04-06	2005-10-31	180,0	66,0	660,0
	GL-253	Niagara Falls (Ont.)	2001-04-06	2005-10-31	28,0	10,1	101,0
	GL-255	Niagara Falls (Ont.)	2001-04-06	2004-11-01	79,3	28,9	265,5
	GL-292	Niagara Falls (Ont.)	2001-04-06	2008-11-01	663,0	242,0	2 421,0
Indeck-Yerkes Limited Partnership	GL-215	Niagara Falls (Ont.)	1998-10-23	2005-10-31	181,0	66,1	1 045,0
Mead Corporation, The	GO-16-00	Cornwall (Ont.) et Cardston (Alb.)	2000-05-01	2004-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 ^{b)}	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1996-12-18	2006-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Mirant Canada Gas Marketing Ltd.	GL-83	Niagara Falls (Ont.)	2003-01-06	2004-01-15	2 620,3	959,0	
New York State Electric & Gas Corporation	GL-195	Chippawa, Iroquois, et Niagara Falls (Ont.) et Napierville (Qc)	1993-11-01	2005-10-31	225,0	93,1	1 117,0
Nexen Canada Ltd./Rock-Tenn Company, Mill	GL-290	Philipsburg (Qc)	1998-11-01	2008-10-31	61,2	22,3	223,4
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 ⁱ⁾	Loomis et Willow Creek (Sask.) et Emerson (Man.)	1998-08-26	2008-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Pawtucket Power Associates Limited Partnership	GL-149	Iroquois (Ont.)	1991-11-01	2006-10-31	362,5	132,4	1 986,0
Petro-Canada Oil and Gas	GL-186	Huntingdon (C.-B.)	1995-11-01	2011-12-31	409,6	25,0	2 580,9
Pétrolière Impériale Ressources Limitée/ Boston Gas Company	GL-294	St. Stephen (N.-B.)	1999-11-01	2007-03-31	1 205,0	440,0	3 262,0
ProGas Limited	GL-101	Niagara Falls (Ont.)	1989-11-01	2009-10-31	1 420,0	517,0	10 340,0
	GL-109	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1991-11-01	2011-10-31	708,2	258,5	5 170,0
	GL-129	Niagara Falls (Ont.)	1992-11-01	2006-10-31	2 521,1	920,2	19 015,3
			2006-11-01	2013-10-31	2 039,6	744,4	
	GL-161	Iroquois (Ont.)	1992-11-01	2010-10-31	708,2	258,4	4 800,4
			2010-11-01	2011-04-30	708,2	128,2	
	GL-178	Niagara Falls (Ont.)	1992-11-01	2007-10-31	339,9	124,1	1 861,1
	GL-270	Emerson (Man.)	1997-05-01	2012-10-31	225,0	135,3	2 071,3
	GL-271	Emerson (Man.)	1997-05-01	2012-10-31	67,0	24,4	378,3
	GL-272	Iroquois (Ont.)	1997-11-01	2007-10-31	458,0	167,2	1 672,0
	GL-286	Emerson (Man.)	1998-11-01	2008-10-31	849,6	310,3	620,6
	GL-287	Monchy (Sask.)	1998-11-01	2008-10-31	849,6	310,3	620,6
	GL-288	Kingsgate (C.-B.)	1998-07-01	2007-03-01	222,3	26,7	703,4

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003 (suite)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		
			Du	Au	Quotidien (10 ⁶ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
	GL-295	Emerson (Man.)	1999-11-01	2009-10-31	171,4	62,6	626,0
Progas Limited à titre d'agent de RDO Foods Co.	GO-15-01	Non utilisé en 2003	2001-05-05	2008-10-31	30,0	n.p.	n.p.
Ranger Oil Limited	GL-280	Niagara Falls (Ont.)	1997-11-01	2007-10-31	141,6	51,7	517,0
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ^{l)}	Chippawa (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Rumford Power Associates LP	GOL-9-98 ^{k)}	East Hereford (Qc) Niagara Falls et Iroquois (Ont.)	2000-03-01	2025-02-28	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-10-98 ^{k)}	East Hereford (Qc) Niagara Falls et Iroquois (Ont.)	2000-03-01	2025-02-28	n.p.	n.p.	n.p.
Saranac Power Partners L.P. et Shell Canada Limited	GL-197	Napierville (Qc)	1993-11-01	2008-10-31	1 445,0	529,0	7 125,0
Selkirk Cogen Partners, L.P.	GL-157	Iroquois et Niagara Falls (Ont.)	1999-09-16 2007-11-01	2007-10-31 2008-04-30	464,5 464,5	170,0 117,9	3 041,8
Selkirk Cogen Partners, L.P. et Producers Market Ltd.	GL-192	Iroquois (Ont.)	1994-11-01	2009-10-31	479,0	176,0	2 712,0
Selkirk Cogen Partners, L.P. et Pétrolière Impériale Ressources Limitée	GL-193	Iroquois (Ont.)	1994-11-01	2009-10-31	538,2	196,6	3 031,0
Selkirk Cogen Partners, L.P. et PanCanadian Petroleum Ltd.	GL-194	Iroquois (Ont.)	1994-11-01	2009-10-31	538,2	196,6	3 031,0
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GL-219	Chippawa (Ont.)	1995-07-01	2004-10-31	805,0	294,0	2 940,0
	GOL-13-92 ^{l)}	Chippawa (Ont.)	1994-08-01	2014-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Talisman Energy Inc.	GL-265	Huntingdon (C.-B.)	1997-01-01	2016-12-31	74,7	27,3	545,5
	GL-266	Huntingdon (C.-B.)	1997-01-01	2016-12-31	78,9	28,8	575,9
TransCanada Pipelines Limited	GL-187	Emerson (Man.)	1992-11-01	2005-10-31	2 785,0	875,0	12 035,0
	GOL-2-91 ^{m)}	Emerson (Man.)	1991-11-01	2005-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
TransCanada Energy Limited	GL-248	Kingsgate (C.-B.)	2001-11-01	2011-07-31	841,5	307,1	4 606,9
	GL-249	Kingsgate (C.-B.)	2001-11-01	2011-07-31	420,7	153,5	2 303,2
	GOL-3-92 ⁿ⁾	Emerson (Man.)	1992-03-01	2012-02-29	10 000,0	3 650,0	n.p.
Union Gas Limited	GOL-15-93 ^{o)}	Sprague (Man.)	1998-02-26	2018-11-30	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-5-02 ^{p)}	St. Clair, Windsor (Ont.) Monchy (Sask.) et Emerson (Man.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-6-02 ^{p)}	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.) et Monchy (Sask.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.
Vermont Gas Systems, Inc.	GL-289	Philipsburg (Qc)	1998-11-01	2008-10-31	226,6	82,7	827,0
Westcoast Gas Services Inc.	GL-282	Emerson, (Man.)	2001-11-01	2008-10-31	715,0	261,0	2 452,0

a) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Loomis (Sask.)

b) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair (Ont.)

C3. Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2003 (suite)

- c) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Courtright (Ont.)
- d) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair et Windsor (Ont.)
- e) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Huntingdon (C.-B.)
- f) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair et Windsor (Ont.)
- g) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Willow Creek (Sask.)
- h) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)
- i) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Willow Creek (Sask.)
- j) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Sarnia (Ont.)
- k) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair (Ont.)
- l) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Windsor et/ou Sarnia (Ont.)
- m) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Sarnia et Sault Ste. Marie (Ont.)
- n) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair et Sarnia (Ont.)
- o) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Rainy River (Ont.)
- p) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair, Windsor, Sarnia, Sault Ste. Marie et Blue Water (Ont.)
- q) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)

n.p. non précisé

C4. Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2003

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		
			Du	Au	Quotidien (10 ³ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
Chinook Pipeline Company	GOL-4-00 ^o	Loomis (Sask.)	2000-11-03	2010-11-02	n.p.	n.p.	n.p.
CoEnergy Trading Company	GOL-5-98 ^b	St. Clair (Ont.)	1998-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Coral Energy Canada Inc.	GOL-6-03 ^d	Courtright (Ont.)	2003-12-04	2013-12-04	n.p.	n.p.	n.p.
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-10-02 ^d	Windsor et St. Clair (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-11-02 ^e	Huntingdon (C.-B.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-12-02 ^f	Windsor et St. Clair (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-13-02 ^b	Windsor et St. Clair (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-14-02 ^g	Willow Creek (Sask.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-9-93 ^b	St. Clair (Ont.)	1997-01-01	2008-03-31	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-9-96 ^h	St. Clair, Windsor, Sarnia et Blue Water (Ont.)	1996-12-18	2006-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership							
Ocean Energy, Inc.	GOL-12-95 ⁱ	Willow Creek (Sask.)	1998-08-26	2008-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ^k	Sarnia (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Rumford Power Associates Limited Partnership	GOL-9-98 ^l	St. Clair (Ont.)	2000-03-01	2025-02-28	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-10-98 ^m	St. Clair (Ont.)	2000-03-01	2025-02-28	n.p.	n.p.	n.p.
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GOL-13-92 ^k	Sarnia et Windsor (Ont.)	1993-02-01	2014-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
TransCanada Energy Limited	GOL-3-92 ^b	Sarnia et St. Clair (Ont.)	1992-03-01	2012-02-29	10 000.0	3 650.0	n.p.
TransCanada Pipelines Limited	GOL-2-91 ^h	Sarnia et SS Marie (Ont.)	1991-11-01	2005-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Union Gas Limited	GOL-15-93 ⁿ	Rainy River (Ont.)	1998-02-26	2018-11-30	n.p.	n.p.	n.p.

C 4. Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2003 (suite)

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		
			Du	Au	Quotidien (10 ³ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
	GOL-5-02 ^{a)}	St. Clair, Windsor, Sarnia, SS Marie et Blue Water (Ont.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-6-02 ^{a)}	Windsor, Sarnia, St. Clair et Blue Water (Ont.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.

- a) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près d'Emerson (Man.) ou Niagara Falls (Ont.) ou Monchy (Sask.).
- b) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près d'Emerson (Man.).
- c) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près d'Elmore (Sask.).
- d) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près d'Iroquois et/ou Niagara Falls (Ont.).
- e) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Kingsgate ou Huntingdon (C.-B.).
- f) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Monchy (Sask.) et/ou St. Clair (Ont.).
- g) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Cardston (Alta.).
- h) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de St. Clair (Ont.).
- i) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près de St. Clair, Windsor, Sarnia et/ou Blue Water (Ont.).
- j) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près d'Emerson (Man.).
- k) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près de Chippawa (Ont.).
- l) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près d'East Hereford (Qc), Niagara Falls et/ou Iroquois (Ont.).
- m) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près d'East Hereford (Qc), Niagara Falls et/ou Iroquois (Ont.).
- n) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Sprague (Man.).
- o) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de St. Clair et Windsor (Ont.), Monchy (Sask.) et/ou Emerson (Man.).
- p) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près de Monchy (Sask.) et/ou St. Clair, Windsor, Sarnia et/ou Blue Water (Ont.).

n.p. non précisé

C 5. Exportations de gaz naturel par point d'exportation (en millions de mètres cubes)

Point d'exportation	1999	2000	2001	2002	2003 ^{a)}
Huntingdon	11 379	10 090	9 171	9 490	8 603
Kingsgate	22 835	23 588	22 231	19 729	15 919
Monchy	21 912	22 218	21 151	21 747	21 609
Elmore	-	2 059	14 998	16 078	16 032
Emerson	14 345	13 902	11 080	11 236	10 246
Niagara Falls	10 234	11 973	9 297	9 273	8 170
Iroquois	10 121	10 280	9 069	9 139	9 136
St. Stephen	-	3 305	4 451	4 037	3 688
Autres	4 714	4 299	4 845	6 367	5 188
Total	95 540	101 714	106 293	107 096	98 592

a) Estimations

C6. Exportations totales nettes de propane et de butanes - 2002 et 2003

(en mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	2002 Réel	2003 Estimatif	2002 Réel	2003 Estimatif
Aux Sable Liquid Products LP	49 634	—	s.o.	s.o.
BP Canada Energy Company	3 010 273	3 177 600	1 041 455	952 554
Burnwell Gas of Canada, Ltd.	138 771	164 462	s.o.	s.o.
Canada Imperial Oil Limited	476 913	438 026	18 482	13 508
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	136 060	63 178	188 347	224 302
Cenex	82 090	78 033	s.o.	s.o.
Centennial Gas Liquids, L.L.C.	13 105	12 850	12 663	36 847
Coast Energy Canada Inc.	6 047	—	—	—
ConocoPhillips Canada Limited	487 923	447 744	242 571	241 182
Consumers' Co-operative Refineries Limited	211	—	—	—
Dynegy Midstream Services, L.P.	81 312	35 873	13 224	11 184
Elbow River Resources Ltd.	75 377	80 104	94 163	113 000
Factor Gas Liquids Inc.	34 166	46 350	28 831	22 845
Ferrell North America	133 037	107 675	s.o.	s.o.
Foster Energy	19 152	46 341	—	—
Gas Supply Resources, Inc.	692 490	700 053	57 766	48 931
Inergy Canada Company	—	216	—	—
Inergy Propane LLC	78 973	15 901	s.o.	s.o.
Irving Oil Limited	423 328	459 872	—	—
KeySpan Energy Canada Inc.	176 249	170 028	—	—
Kinetic Resources (LPG)	635 240	446 128	183 677	209 755
Link Petroleum Services Ltd.	12 401	7 424	204	—
MP Energy	229 909	188 981	—	—
Marathon Ashland Petroleum LLC	s.o.	s.o.	19 254	—
NGL Supply Co. Ltd.	369 894	382 393	142 046	141 339
NGL Supply, Inc.	23 433	38 976	s.o.	s.o.
Northern Petro NGL Marketing	322	3 865	1 412	1 658
Petro Canada (U.S.A) Inc.	112 949	114 823	6 571	—
Petrogas Marketing Ltd.	102 271	69 079	20 276	9 920
Pétromont, société en commandite	10 264	5 022	—	—
Plains Marketing Canada L.P.	266 579	178 761	15 298	13 473
Propane Resources	25 949	303	s.o.	—
Provident Energy Ltd	s.o.	3 793	s.o.	s.o.
Quadra Energy Trading Ltd.	132 091	56 929	28 679	9 875
Resource Energy Marketing Ltd.	110 342	29 371	—	—
Rocky Mountain Fuels Wholesale	2 188	478	s.o.	s.o.
Shell Canada Limited	219 952	232 372	178 238	132 710
Stittco Energy Limited	16 309	16 018	s.o.	—
Suncor Energy Products Inc.	110 000	34 800	42 000	4 800
Texaco Natural Gas Liquids	8 682	362	68 146	3 234
Triangle Three Service Ltd.	1 001	588	s.o.	—
Western Gas Liquids Canada	16 560	10 559	19 271	3 447
Western Petroleum Company	—	29 001	—	—
Williams Energy (Canada), Inc.	95 545	16 296	—	—
Williams Energy Marketing & Trading Company	757 611	443 892	12 486	—
Total	9 374 603	8 354 520	2 435 060	2 194 564

s.o. : sans objet

D1. Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe ayant conclu des règlements pluriannuels avec droits incitatifs

2003 ^{a)}	Enbridge Pipelines Inc.	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. ^{b)}	Pipelines Trans-Nord Inc.
Exploitation (en milliers de dollars)			
Produits	622 749		30 875
Charges			
Amortissement	99 858		3 415
Combustible et électricité	60 507		4 337
Exploitation et entretien	159 239		16 700 ^{d)}
Autres (y compris les impôts)	141 182 ^{d)}		2 418 ^{b)}
Revenu net	161 963 ^{d)}		4 005
Statistiques sur le débit			
Débit (m ³ /jour)	306 077		31 233
Débit-km (10 ³ m ³ /km)	93 034 913		1 474 691
Statistiques sur le rendement			
Produits moyens (\$/m ³)	5,6		2,7
Produits le m ³ - km (\$)	0,0		0,0
Charges le m ³ - km (\$)	0,0 ^{e)}		0,0
Revenu net au-dessus (en dessous) du seuil des gains (en milliers de dollars)	20 134		398
Incitatifs négociés (en milliers de dollars)	17 535		319 ^{g)}
Autres rajustements (en milliers de dollars)	140 686 ^{h)}		3 434 ⁱ⁾

a) Données fondées sur des chiffres réels et estimations préliminaires

b) Trans Mountain a fait savoir qu'elle n'est pas en mesure de fournir les renseignements demandés par l'Office. Elle considère entre autres, que certains de ces renseignements sont confidentiels.

c) Comprend les frais d'intérêt, les revenus de placement et autres revenus ainsi que les impôts sur le revenu.

d) Déduction faite de la part revenant aux expéditeurs

e) Somme des montants des postes Amortissement, Combustible et électricité, Exploitation et entretien et Autres produits et charges, divisée par le volume par kilomètre

f) Somme des montants des comptes de report des produits tirés des droits pour l'exercice considéré

g) Somme des charges d'entretien, de transport et d'administration et des autres charges sauf l'amortissement et l'électricité

h) Montant établi par l'ONÉ (produits moins charges listées)

i) Les chiffres positifs sont soustraits des besoins en revenus de l'exercice suivant et les chiffres négatifs sont ajoutés.

j) Part revenant aux expéditeurs de tous les rajustements au titre du règlement avec droits incitatifs qui doivent être ajoutés aux besoins en revenus ou soustraits de ces derniers

D2. Renseignements financiers - Compagnies (oléoducs) du groupe 1 dont les droits sont calculés en fonction du coût du service

2003 ^{a)}	Cochin Pipe Lines Ltd	Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Besoins en revenus (en milliers de dollars)		
Coût de l'endettement	7 581	1 862
Rendement des capitaux propres	4 260	8 330
Amortissement	—	1 057
Combustible et électricité	3 019	8 671
Salaires et avantages sociaux	2 878	2 205
Exploitation et entretien (autres)	5 852	7 767
Autres	—	114 ^{d)}
Impôts sur le revenu	1 782	4 907
Autres impôts	1 797	319
Total	27 169	35 232
Rendement des actions ordinaires (%)		
Approuvé	s.o. ^{b)}	9,8
Réel	3,8 ^{b)}	9,8
Base tarifaire (en milliers de dollars) au 31 décembre 2003		
Installations en service - montant net	108 266	144 904
Fonds de roulement	2 669	919
Autres	—	4 729 ^{d)}
Total	110 934	150 552
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers de dollars)		
Dette	—	51 123
Impôts reportés	—	18 726
Actions ordinaires	109 912	85 371
Total	109 912	155 220
Débit annuel (10³m³)	2 940	1 545

a) Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.

b) Rendement fondé sur une base tarifaire semi-dépréciée, conformément à l'ordonnance RH-5-80

c) Comprend les postes Autres produits et Amortissement financier des moins-payés des expéditeurs.

d) Comprend la part des capitaux propres du moins-payé des expéditeurs pour 1985, ainsi que les postes Stocks et dette non amortie et Frais de rachat et d'émission.

D3. Renseignements financiers - Compagnies (gazoducs) du groupe I

2003 ^{a)}	TransCanada, TransCanada's B. C. System	Foothills Pipe Lines Ltd.	TransCanada PipeLines Limited	Gasoduc Trans Québec et Maritimes Inc.	Westcoast Energy Inc ^{b)}	Maritimes & Northeast Pipelines	Alliance Pipeline
Besoins en revenus (en milliers de dollars)							
Coût de l'endettement	10 697	30 634	513 343	23 270	—	35 547	123 280
Rendement des capitaux propres	5 801	21 983	276 350	14 840	—	27 351 ^{d)}	85 037 ^{a)}
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	— ^{e)}
Combustible et électricité	1 851	9 012	72 847	1 792	—	—	— ^{e)}
Amortissement	11 940	43 687	419 834	21 807	—	38 699	103 602 ^{e)}
Salaires et avantages sociaux	5 400	3 571	72 262	829	—	10 680	— ^{e)}
Exploitation et entretien (autres)	10 891	21 462	155 845	9 212	—	—	57 404 ^{e)}
Frais spéciaux	—	3 478	—	—	—	1 111 ^{f)}	—
Transport par des tierces parties	24 498	—	360 015	—	—	—	—
Recouvrement des frais de l'ONÉ	3 646	3 456	10 732	697	—	792	2 367
Autres	—	1 032 ^{a)}	3 773 ^{b)}	—	—	6 552 ^{b)}	- 3 836
Impôts sur le revenu	501	2 287	184 030	10 903	—	16 602	8 094
Autres impôts	3 324	11 487	115 741	4 374	—	16 276	13 628
Autres recouvrements	—	—	—	—	—	—	- 25 276
Total	78 549	152 089	2 184 772	87 724	630	153 610	364 300
Rendement des actions ordinaires (%)							
Approuvé	9,8	9,8	9,8	9,8	s.o.	13,0	11,3
Réel	8,2	9,8	10,2	10,2	8,2	11,9	s.o.
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers de dollars) au 31 décembre 2003							
Dette	162 903	507 877	5 635 357	331 614	1 644	656 626	1 743 417
Emprunts autorisés non émis	—	—	—	—	106	—	—
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—
Actions ordinaires	69 816	217 661	2 775 623	142 120	938	216 930	—
Capitaux de société en commandite	—	—	—	—	—	—	747 179 ⁱ⁾
Rajustement unique - T.R.I.	—	3 656	—	—	—	—	—
Total	232 719	729 194	8 410 980	473 734	2 688	873 556	2 490 596

a) Les données peuvent être basées sur des estimations préliminaires.

b) Les droits sont fixés à l'aide d'une formule prévue par le règlement négocié lorsque la ventilation des besoins en revenus n'est pas pertinente. Données pour les zones 1 à 4.

c) Comprend les postes Revenus de placement et Provision pour fonds utilisés durant la construction.

d) Aucune action privilégiée émise ou en circulation.

e) Les montants des postes Combustible et électricité et Salaires et avantages sociaux sont inclus dans le poste Exploitation et entretien (autres).

f) Radiation du système de gestion du gaz.

g) Amortissement du taux de rendement incitatif (TRI) - Rajustement unique

h) Activités d'entreposage, Intégrité des pipelines et franchise (assurance), Remboursement d'emprunts, Programme de gestion des stocks, Instances réglementaires, Amortissement financier réglementé, Gain à la vente de gaz stocké

i) Reports

j) Capital social en remplacement du capital-actions ordinaire

E1. Certificats et permis délivrés en 2003 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	N° de certificat	Délivré le	Observations
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	EC-III-25	2003-05-29	

E2. Ordonnances modificatrices délivrées en 2003 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivré le	Observations
UtiliCorp Networks Canada (British Columbia) Ltd.	AO-2-EC-40	2003-02-11	Changement de dénomination sociale de UtiliCorp Networks Canada (British Columbia) Ltd. à Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.
	AO-3-EC-41	2003-02-11	

E3. Ordonnances de révocation délivrées en 2003 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité

Aucune ordonnance de ce type n'a été délivrée en 2003.

E4. Licences délivrées en 2003 relativement à l'exportation d'électricité

Aucune licence de ce type n'a été délivrée en 2003.

E5. Permis et ordonnances délivrés en 2003 relativement à l'exportation d'électricité

(a) Permis délivrés

Demandeur	N° de permis	Catégorie	Kilowatts	Mégawatt-heures par année	Du	Durée Au	Délivré le
Hydro-Manitoba	EPE-224	Garantie	500 000	4 392 000	2005-05-01	2015-04-30	2003-01-23
Montenay Inc.	EPE-228	Interruptible		200 000	2003-06-26	2013-06-26	2013-06-26
	EPE-229	Garantie	25 000	200 000	2003-06-26	2013-06-26	2013-06-25
USGen New England, Inc.	EPE-230	Interruptible		4 380 000	2003-08-01	2013-07-31	2003-07-28
	EPE-231	Garantie		4 380 000	2003-08-01	2013-07-31	2003-07-28
Public Service Company of Colorado	EPE-232	Interruptible		800 000	2003-09-26	2013-09-25	2003-09-25
	EPE-233	Garantie	100 000	800 000	2003-09-26	2013-09-25	2003-09-25
Northern States Power Company	EPE-234	Interruptible		800 000	2003-09-25	2013-09-24	2003-09-22
	EPE-235	Garantie	100 000	800 000	2003-09-25	2013-09-24	2003-09-22
Avista Energy, Inc.	EPE-236	Interruptible		2 500	2003-09-24	2013-09-23	2003-09-19
	EPE-237	Garantie	500 000	47 500	2003-09-24	2013-09-23	2003-09-19
Duke Energy Marketing Canada Corp.	EPE-238	Interruptible	1 000 000	2 000 000	2003-09-18	2013-09-17	2003-09-09
	EPE-239	Garantie		2 000 000	2003-09-18	2013-09-17	2003-09-09
Direct Commodities Trading Inc.	EPE-240	Interruptible		600 000	2003-10-15	2013-10-14	2003-10-08
PPL EnergyPlus, LLC	EPE-241	Interruptible		4 380 000	2003-12-15	2013-12-14	2003-12-09
	EPE-242	Garantie	500 000	4 380 000	2003-12-15	2013-12-14	2003-12-09

(b) Ordonnances modificatrices de licences et de permis d'exportation délivrées en 2003

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
Ontario Power Generation Inc.	AO-68-EPE-21	2002-11-19	Ajout d'une convention d'opération
	AO-69-EPE-21	2003-04-08	Ajout de trois conventions d'opération
	AO-70-EPE-21	2003-06-09	Ajout d'une convention d'opération
	AO-71-EPE-21	2003-07-25	Ajout d'une convention d'opération
	AO-72-EPE-21	2003-10-09	Ajout d'une convention d'achat et de vente
	AO-73-EPE-21	2003-10-09	Ajout d'une convention d'achat et de vente
	AO-74-EPE-21	2003-10-09	Ajout d'une convention d'achat et de vente
	AO-75-EPE-21	2003-12-19	Ajout d'une convention d'achat et de vente
Hydro-Manitoba	AO-1-EPE-224	2003-03-03	Modification reflétant le changement de date de la convention de vente d'électricité (participation au réseau)
Aquila Merchant Services, Inc.	AO-2-EPE-114	2003-05-16	Transfert et changement de dénomination sociale de Aquila Merchant Services, Inc. à Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.
	AO-2-EPE-115	2003-05-16	
Direct Energy Marketing Limited	AO-1-EPE-199	2003-07-04	Transfert et changement de dénomination sociale de Direct Energy Marketing Limited à Direct Energy Marketing Inc.
	AO-1-EPE-200	2003-07-04	
FortisOntario Inc.	AO-2-EPE-84	2003-07-11	Transfert et changement de dénomination sociale de Canadian Niagara Power Company Limited à FortisOntario Inc.
	AO-1-EPE-149	2003-07-11	
	AO-1-EPE-150	2003-07-11	
Teck Cominco Metals Ltd.	AO-2-EPE-131	2003-12-19	Prolongement de la durée du permis jusqu'au 28 février 2004
	AO-2-EPE-132	2003-12-19	
	AO-2-EPE-133	2003-12-19	
	AO-2-EPE-134	2003-12-19	

(c) Ordonnances de révocation de licences et de permis d'exportation délivrées en 2003

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
IDACORP Energy L.P.	RO-EPE-163	2003-04-09	Révoqué à la demande de la société
	RO-EPE-164	2003-04-09	
Dynergy Canada Inc.	RO-EPE-80	2003-04-15	Révoqué à la demande de la société
	RO-EPE-81	2003-04-15	
El Paso Merchant Energy Group, L.P.	RO-EPE-175	2003-05-12	Révoqué à la demande de la société
	RO-EPE-176	2003-05-12	

E6. Exportations d'électricité en 2003

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{d)}	Garantie	Interruptible
NOUVEAU-BRUNSWICK								
Constellation Power Source Inc.	EPE-138	—	1 752 000	—	167 073	—	—	7 425 242
	EPE-139	5 256 000 ^{b)}	—	—	—	—	—	—
Fraser Paper Inc. (Canada)	EPE-225	400 000	—	335 190	—	—	22 989 097	—
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	EPE-28	1 000	—	—	—	—	—	—
	EPE-47*	175 200	—	67 956	—	—	4 605 484	—
	EPE-90	6 482 000	—	271 174	—	—	18 753 601	—
	EPE-91	— ^{c)}	6 482 000 ^{d)}	—	961 418	—	—	65 514 522
	EPE-148	2 000 000	—	829 373	—	—	45 046 956	—

E6. Exportations d'électricité en 2003 (suite)

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{a)}	Garantie	Interruptible
Williams Energy Marketing & Trading Canada, Inc.	EPE-208	—	4 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-209	4 000 000	—	—	—	—	—	—
WPS Canada Generation Inc.	EL-177	200 000	—	113 794	—	—	4 874 463	—
TOTAL				1 617 486	1 128 491		96 269 601	72 939 764
NOUVELLE-ÉCOSSE								
BP Canada Energy Company	EPE-178	—	5 000 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-179	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Emera Energy Inc.	EPE-216	—	4800000 ^{e)}	—	3167	—	—	174 841
	EPE-217	4 800 000	—	—	—	—	—	—
Nova Scotia Power Inc.	EPE-122	—	1 200 000 ^{f)}	—	1240	—	—	40 655
	EPE-123	1 200 000 ^{g)}	—	—	—	—	—	—
TOTAL				—	4407	—	—	215 496
QUÉBEC								
Brascan Energy Marketing Inc.	EPE-111	—	8 760 000 ^{h)}	—	—	—	—	—
	EPE-112	8 760 000 ^{h)}	—	1 418 857	—	—	80 413 990	—
Hydro-Québec	EL-176	9 000 000	—	—	—	—	—	—
	EL-180	1 402 000	—	1 011 080	—	—	99 475 237	—
	EL-181	400 000	—	170 675	—	—	16 269 307	—
	EL-182	406 000	—	155 423	—	—	14 708 957	—
	EL-183	540 000	—	273 357	—	—	26 773 947	—
	EL-184	406 000	—	178 037	—	—	17 928 240	—
	EL-185	7 028 000	—	—	—	—	—	—
	EPE-20	27 331	—	1 319	—	—	94 929	—
	EPE-64	—	30 000 000 ^{h)}	—	6 702 217	—	—	538 941 364
	EPE-65	20 000 000 ^{h)}	—	—	—	—	9 970 396	—
Marketing D'Énergie HQ Inc.	EPE-129	—	30 000 000 ^{h)}	—	995 999	—	—	50 034 163
	EPE-130	30 000 000 ^{h)}	—	—	—	—	—	—
Montenay Inc.	EPE-228	—	200 000 ^{k)}	—	—	—	—	—
	EPE-229	200 000 ^{k)}	—	—	—	—	—	—
Montwegan International Energia Resorce Inc.	EPE-108	—	8 760 000 ^{h)}	—	—	—	—	—
	EPE-109	8 760 000 ^{h)}	—	—	—	—	—	—
Tractebel Energy Marketing Inc.	EPE-86	—	8 760 000 ^{m)}	—	—	—	—	—
	EPE-87	8 760 000	—	—	—	—	—	—
TOTAL				3 208 748	7 698 216		265 635 003	588 975 527
ONTARIO								
Abitibi-Consolidated Inc.	EPE-75	—	175 000	—	390	—	—	23 467
Advantage Energy, Inc.	EPE-222	—	900 000 ^{h)}	—	—	—	—	—
	EPE-223	600 000	—	2	—	—	139	—

E6. Exportations d'électricité en 2003 (suite)

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/ licence	Limite de permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{a)}	Garantie	Interruptible
The Canadian Transit Company	EPE-29	50	—	—	—	—	—	—
Cargill-Alliant Energy Canada, Inc.	EPE-203	—	10 000 000 ^{a)}	—	—	—	—	—
	EPE-204	8 760 000	—	26 233	—	—	2 494 464	—
Cargill-Alliant Trading Canada, Inc.	EPE-203	—	10 000 000 ^{a)}	—	—	—	—	—
	EPE-204	8 760 000	—	49 263	—	—	2 252 736	—
Conectiv Energy Supply Inc.	EPE-212	—	5 000 000	—	207 790	—	—	10 547 297
	EPE-213	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Coral Energy Canada Inc.	EPE-173	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-174	5 000 000	—	244 866	—	—	14 298 580	—
The Detroit and Windsor Subway Company	EPE-26	5 000	—	2 460	—	—	—	—
Direct Commodities Trading Inc.	EPE-240	—	600 000	—	1 795	—	—	90 422
DTE Energy Trading, Inc.	EPE-206	10 000 000	—	1 072 438	—	—	56 219 799	—
EPCOR Merchant and Capital Inc.	EPE-186	—	10 541 000	—	18 617	—	—	913 486
	EPE-187	6 588 000	—	66 580	—	—	3 091 565	—
FortisOntario Inc.	EPE-84	656 000	—	3	—	—	84	—
	EPE-149	250 000 ^{a)}	—	—	—	—	—	—
	EPE-150	—	250 000 ^{a)}	—	—	—	—	—
Hydro One Networks Inc.	EPE-25	200	—	42	—	—	2 062	—
Independent Electricity Market Operator	EPE-22	—	10 000 000	—	—	- 414 922	—	—
	EPE-177	—	23 360 000	—	—	—	—	—
Ontario Power Generation Inc. (OPGI)	EPE-24	15 000	—	223	—	—	446	—
	EPE-110	150	—	—	—	—	—	—
OPGI and Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	—	25 000 000	—	1 262 907	—	—	62 267 792
PG&E Energy Trading - Power L.P.	EPE-145	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-146	5 000 000	—	2 190	—	—	107 778	—
Sempra Energy Trading Corp.	EPE-156	—	8 760 000	—	—	—	—	—
	EPE-157	8 300 000	—	72 706	—	—	3 401 509	—
Split Rock Energy LLC	EPE-220	—	600 000	—	—	—	—	—
	EPE-221	600 000	—	428 522	—	—	25 698 852	—
St. Clair Tunnel Company	EPE-70	6	—	—	—	—	—	—
TOTAL				1 965 528	1 491 499	- 414 922	107 568 014	73 842 464
MANITOBA								
Hydro-Manitoba	EL-170	3 405 000	—	2 010 230	—	—	120 586 187	—
	EPE-33	883 000	—	155 608	—	—	6 692 993	—
	EPE-34	663 000	—	122 030	—	—	5 249 913	—

E6. Exportations d'électricité en 2003 (suite)

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/ licence	Limite de permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{a)}	Garantie	Interruptible
	EPE-35	663 000	—	122 255	—	—	6 876 501	—
	EPE-45	16 650 000 ^{b)}	—	342 292	—	—	29 091 178	—
	EPE-46	—	16 650 000 ^{b)}	—	587 465	232 436	—	33 076 157
	EPE-68	438 000	—	154 511	—	—	6 259 003	—
	EPE-72	20	—	12	—	—	1 245	—
	EPE-128	26 780	—	6 226	—	—	335 398	—
	EPE-144	438 000 ^{d)}	—	153 144	—	—	12 612 661	—
	EPE-155	526 000 ^{d)}	—	171 339	—	—	12 627 361	—
	EPE-207	878 000	—	416 820	—	—	30 331 204	—
TOTAL				3 654 467	587 465	232 436	230 663 644	33 076 157
SASKATCHEWAN								
NorthPoint Energy Solutions Inc.	EPE-88	—	7 008 000 ^{d)}	—	707 287	—	—	45 487 796
	EPE-89	7 008 000 ^{d)}	—	—	—	—	—	—
TOTAL				—	707 287	—	—	45 487 796
ALBERTA								
ATCO Electric Ltd. And ATCO Power Ltd.	EPE-93	—	10 600 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-94	10 600 000 ^{d)}	—	—	—	—	—	—
Candela Energy Corporation	EPE-165	—	8 760 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-166	8 760 000	—	—	—	—	—	—
Chandler Energy Inc.	EPE-100	—	500 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-101	500 000 ^{d)}	—	—	—	—	—	—
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	EPE-135	—	2 000 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-136	2 000 000 ^{d)}	—	—	—	—	—	—
Enmax Energy Marketing Inc.	EPE-169	—	8 760 000	—	17 278	—	—	897 351
	EPE-170	3 504 000	—	—	—	—	—	—
EnCana Energy Services Inc.	EPE-182	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-183	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Engage Energy Canada, L.P.	EPE-96	—	3 000 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-97	3 000 000 ^{d)}	—	—	—	—	—	—
Nexen Marketing	EPE-194	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-195	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Reliant Energy Services Canada, Ltd.	EPE-201	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-202	5 000 000	—	—	—	—	—	—
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.	EPE-167	—	8 760 000 ^{d)}	—	—	—	—	—
	EPE-168	8 760 000	—	54 462	—	—	2 372 478	—
TransCanada Energy Ltd.	EPE-78	—	2 000 000	—	37 612	—	—	1 823 487
	EPE-79	1 000 000	—	—	—	—	—	—
TransCanada Power Marketing Inc.	EPE-184	—	2 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-185	2 000 000	—	—	—	—	—	—
TOTAL				54 462	54 890	—	2 372 478	2 720 838

E6. Exportations d'électricité en 2003 (suite)

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/licence	Limite de permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{a)}	Garantie	Interruptible
COLOMBIE-BRITANNIQUE								
Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.	EPE-13	50	—	—	—	—	—	—
	EPE-114	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-115	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Bonneville Power Authority	EPE-140	—	z)	—	—	—	—	—
	EPE-141	z)	—	—	—	—	—	—
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-105	1 410	—	1 159	—	—	83 026	—
	EPE-126	—	oo)	—	—	—	—	—
	EPE-127	oo)	—	—	—	-4 219 212	—	—
	EPE-192	—	oo)	—	—	788 845	—	—
	EPE-193	oo)	—	—	—	—	—	—
	Treaty ^{bb)}	—	—	—	—	251 280	—	—
Columbia Power Corporation	EPE-158	—	750 000 ^{cc)}	—	—	—	—	—
	EPE-159	750 000 ^{cc)}	—	—	—	—	—	—
	EPE-160	200 000	—	—	—	—	—	—
Dynegy Canada Inc	EPE-80*	—	1 200 000 ^{dd)}	—	—	—	—	—
	EPE-81*	1 200 000	—	—	—	—	—	—
Inland Pacific Energy Services, Ltd.	EPE-106	—	2 000 000 ^{ee)}	—	—	—	—	—
	EPE-107	2 000 000 ^{ee)}	—	—	—	—	—	—
Powerex Corp	EPE-71	25 951	—	—	—	—	—	—
	EPE-116	—	40 000 000 ^{ff)}	—	31 077	—	—	1 769 883
	EPE-117	20 000 000	—	—	—	—	—	—
	EPE-118	—	27 000 000 ^{gg)}	—	6 295 650	—	—	338 163 471
	EPE-119	15 000 000	—	—	—	—	—	—
Teck Cominco Metals Ltd.	EPE-131	—	1 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-132	1 000 000	—	818 875	—	—	43 241 525	—
	EPE-133	—	50 000 ^{hh)}	—	—	—	—	—
	EPE-134	250 000	—	—	—	—	—	—
TOTAL				820 034	6 326 727	-3 179 087	43 324 551	339 933 354
AUTRESⁱⁱ⁾								
Avista Energy, Inc.	EPE-236	—	2 500	—	—	—	—	—
	EPE-237	47 500	—	—	—	—	—	—
CMS Marketing, Services and Trading	EPE-161	—	6 310 000 ^{kk)}	—	—	—	—	—
	EPE-162	1 752 000	—	—	—	—	—	—
Consumers Energy Company	EPE-218	—	24 000 000 ^{ll)}	—	—	—	—	—
	EPE-219	16 000 000	—	—	—	—	—	—
The Detroit Edison Company	EPE-205	8 760 000	—	—	—	—	—	—
Direct Energy Marketing Limited	EPE-199	—	8 760 000	—	—	—	—	—
	EPE-200	8 760 000	—	—	—	—	—	—
Duke Energy Marketing Canada Corp.	EPE-238	—	2 000 000 ^{mm)}	—	—	—	—	—
	EPE-239	2 000 000	—	—	—	—	—	—

E6. Exportations d'électricité en 2003 (suite)

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis/ licence	Limite de permis/licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{a)}	Garantie	Interruptible
Dynegy Power Marketing, Inc.	EPE-210	—	1 200 000	—	—	—	—	—
	EPE-211	1 200 000	—	—	—	—	—	—
Edison Mission Marketing & Trading Inc.	EPE-120	—	432 000	—	—	—	—	—
	EPE-121	2 160 000	—	—	—	—	—	—
El Paso Merchant Energy, L.P.	EPE-175*	—	5 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-176*	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Engage Energy US L.P.	EPE-151	—	2 234 000	—	—	—	—	—
	EPE-152	7 508 000	—	—	—	—	—	—
Entergy Power Marketing Corporation	EPE-153	—	5 000 000 ^{mm)}	—	—	—	—	—
	EPE-154	5 000 000 ^{mm)}	—	—	—	—	—	—
Entergy-Koch Trading Canada, ULC	EPE-226	—	1 200 000	—	—	—	—	—
	EPE-227	1 200 000	—	—	—	—	—	—
Exelon Generation Company, LLC	EPE-214	—	1 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-215	4 380 000	—	—	—	—	—	—
IDACORP Energy L.P.	EPE-163*	—	876 000 ^{oo)}	—	—	—	—	—
	EPE-164*	876 000	—	—	—	—	—	—
Mirant Americas Energy Marketing, LP.	EPE-142	—	3 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-143	2 000 000	—	—	—	—	—	—
Morgan Stanley Capital Group Inc.	EPE-180	—	779 000	—	—	—	—	—
	EPE-181	1 557 000	—	—	—	—	—	—
Northern States Power Company	EPE-234	—	800 000	—	—	—	—	—
	EPE-235	800 000	—	—	—	—	—	—
NRG Power Marketing Inc.	EPE-171	—	1 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-172	2 000 000	—	—	—	—	—	—
OGE Energy Resources, Inc.	EPE-197	—	250 000	—	—	—	—	—
	EPE-198	1 500 000	—	—	—	—	—	—
PPL EnergyPlus, LLC	EPE-241	—	4 380 000	—	—	—	—	—
	EPE-242	4 380 000	—	—	—	—	—	—
Public Service Company of Colorado	EPE-232	—	800 000	—	—	—	—	—
	EPE-233	800 000	—	—	—	—	—	—
Sonat Power Marketing Inc. et Sonat Power Marketing L.P.	EPE-103	—	3 500 000 ^{pp)}	—	—	—	—	—
	EPE-104	3 500 000 ^{pp)}	—	—	—	—	—	—
UBS AG, London Branch	EPE-98	—	5 000 000 ^{qq)}	—	—	—	—	—
	EPE-99	5 000 000 ^{qq)}	—	—	—	—	—	—
USGen New England, Inc.	EPE-230	—	4 380 000 ^{rr)}	—	—	—	—	—
	EPE-231	4 380 000 ^{rr)}	—	—	—	—	—	—
TOTAL CANADA ^{ss)}				11 320 725	17 998 982	-3 361 573	745 833 291	1 157 191 396

a) Les échanges comprennent l'acheminement accidentel et en circuit, le transfert d'équivalents, le transfert en vue du stockage ou d'un redressement et le transfert relatif au transport, pour lesquels il n'y a généralement pas de revenus connexes.

b) Le total des exportations ne doit pas dépasser 5 256 GWh moins toute quantité excédant 876 GWh exportée en vertu du permis EPE-138.

c) Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 482 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Énergie NB.

E6. Exportations d'électricité en 2003 (suite)

(en mégawattheures)

- d) Le total des exportations ne doit pas dépasser 5 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-179.
 - e) Le total des exportations ne doit pas dépasser 4 800 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-217.
 - f) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-122 et EPE-123 ne doit pas dépasser 1 200 GWh.
 - g) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 760 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-112.
 - h) Le total des exportations ne doit pas dépasser 30 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-65.
 - i) Le total des exportations ne doit pas dépasser 20 000 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Québec sauf le permis EPE-64.
 - j) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-129 et EPE-130 ne doit pas dépasser 30 000 000 GWh.
 - k) Les quantités autorisées en vertu du permis d'exportation EPE-228 doivent être réduites des quantités exportées en vertu du permis EPE-229.
 - l) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-108 et EPE-109 ne doit pas dépasser 8 760 GWh.
 - m) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 760 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-87.
 - n) Le total des exportations ne doit pas dépasser 10 000 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-204.
 - o) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-149 et EPE-150 ne doit pas dépasser 250 GWh.
 - p) Le total des exportations ne doit pas dépasser 16 650 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Hydro-Manitoba sauf pour le service frontalier.
 - q) Le total global des exportations annuelles ne doit pas dépasser 438 GWh de 2001 à 2009, et 146 GWh en 2010.
 - r) Le total global des exportations annuelles ne doit pas dépasser 526 GWh de 2001 à 2008, 350 GWh en 2009, 263 GWh en 2010 et 2011, et 88 GWh en 2012.
 - s) Le total des exportations ne doit pas dépasser 7 008 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Saskpower sauf pour le service frontalier.
 - t) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-93 et EPE-94 ne doit pas dépasser 10 600 GWh.
 - u) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 700 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-166.
 - v) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-100 et EPE-101 ne doit pas dépasser 500 GWh.
 - w) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-135 et EPE-136 ne doit pas dépasser 2 000 GWh.
 - x) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-96 et EPE-97 ne doit pas dépasser 3 000 GWh.
 - y) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 760 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-168.
 - z) Le total des exportations ne doit pas dépasser les limites maximales de transfert des lignes internationales de BC Hydro et Cominco.
 - aa) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-124, EPE-125, EPE-126, EPE-127, EPE-192 et EPE-193 ne doit pas dépasser les limites maximales de transfert des lignes internationales.
 - bb) L'électricité est exportée en vertu du traité concernant la vallée de la rivière Skagit qui ne relève pas de la compétence de l'Office.
 - cc) Le total global des exportations annuelles en vertu des permis EPE-158 et EPE-159 ne doit pas dépasser 500 GWh à compter du 1^{er} juin pour les années 2004 à 2009; 750 GWh à compter du 1^{er} juin pour les années 2001 et 2003; et 1 000 GWh pour l'année commençant le 1^{er} juin 2002.
 - dd) Le total des exportations ne doit pas dépasser 1 200 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-81.
 - ee) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-106 et EPE-107 ne doit pas dépasser 2 000 GWh.
 - ff) Le total des exportations ne doit pas dépasser 40 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-117.
 - gg) Le total des exportations ne doit pas dépasser 27 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-119.
 - hh) Le total des exportations ne doit pas dépasser 1 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-132.
 - ii) Sociétés d'exportation dont le siège n'est pas au Canada et qui n'ont pas exporté d'électricité du Canada en 2003.
 - jj) Le total des exportations ne doit pas dépasser 900 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-223.
 - kk) Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 310 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-162.
 - ll) Le total des exportations ne doit pas dépasser 24 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-219.
 - mm) Les quantités autorisées en vertu du permis d'exportation EPE-238 doivent être réduites des quantités exportées en vertu du permis EPE-239.
 - nn) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-153 et EPE-154 ne doit pas dépasser 5 000 GWh.
 - oo) Le total des exportations ne doit pas dépasser 876 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-164.
 - pp) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-103 et EPE-104 ne doit pas dépasser 3 500 GWh.
 - qq) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-98 et EPE-99 ne doit pas dépasser 5 000 GWh.
 - rr) Les quantités autorisées en vertu du permis d'exportation EPE-231 doivent être réduites des quantités exportées en vertu du permis EPE-230.
 - ss) Ne comprend pas les recettes de 5 167 703 \$ provenant du transit, du transport, des installations de location et du transfert pour stockage.
- * A expiré en 2003.

E7. Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis^{a)} en 2003

(par province, en mégawattheures)

Province	Région/État	Exportation ^{b)}	Importation ^{c)}	Exportation nette ^{b,c)}
Nouvelle-Écosse	Maine	4 407	—	4 407
	New York	111 339	—	111 339
	Pennsylvanie	—	1 221	- 1 221
Total Nouvelle-Écosse		115 746	1 221	114 525
Nouveau-Brunswick	Maine	2 578 904	72 086	2 506 818
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	95 883	—	95 883
	New York	12 302	—	12 302
Total Nouveau-Brunswick		2 687 089	72 086	2 615 003
Québec	Maine	995 999	425 962	570 037
	Massachusetts	43 940	40 800	3 140
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	139 892	—	139 892
	New York	7 012 902	3 458 210	3 554 692
	Vermont	1 845 505	—	1 845 505
Total Québec		10 038 238	3 924 972	6 113 266
Ontario	New York	2 857 998	1 052 483	1 805 515
	Pennsylvanie	17 463	99 261	- 81 798
	Michigan	1 253 326	4 817 768	-3 564 442
	Ohio	2 057	13 740	- 11 683
	Missouri	—	208	- 208
	Illinois	—	160 185	- 160 185
	Minnesota	153 356	1 203 893	-1 050 537
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	3 529	—	3 529
	Wisconsin	918	—	918
	Iowa	—	1 319	- 1 319
	Massachusetts	—	2 537	- 2 537
Total Ontario		4 288 647	7 351 394	-3 062 747
Manitoba	Dakota du Nord/Minnesota	4 241 932	5 906 234	-1 664 302
	Virginie	10	—	10
Total Manitoba		4 241 942	5 906 234	-1 664 292
Saskatchewan	Dakota du Nord	707 287	907 602	- 200 315
	Virginie	6	—	6
	Michigan	3	—	3
	Pennsylvanie	443	—	443
	Tennessee	1	—	1
	Wisconsin	2	—	2
	Washington	—	156	- 156
	Total Saskatchewan		707 742	907 758
Alberta	Oregon	3 939	6 130	- 2 191
	Washington	69 618	314 461	- 244 843
	Idaho	25	—	25
	Michigan	1	—	1
	Minnesota	—	9 567	- 9 567
	Montana	—	1 001	- 1 001
Total Alberta		73 583	331 159	- 257 576
Colombie-Britannique	Alaska	1 159	—	1 159
	Arizona	37 361	—	37 361
	Californie	296 127	—	296 127
	Colorado	9 715	—	9 715
	Idaho	1 918	—	1 918
	Montana	11 070	—	11 070
	Oregon	3 117 243	15	3 117 228
	Nebraska	2 402	—	2 402
	Nevada	250 175	—	250 175
	Nouveau-Mexique	29 436	—	29 436
	Utah	5 762	—	5 762
	Wyoming	28 651	—	28 651
	Washington	3 375 701	5 087 174	-1 711 473
Total Colombie-Britannique		7 166 720	5 087 189	2 079 531
TOTAL		29 319 707	23 582 013	5 737 694

a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.

b) Ventes aux États-Unis

c) Achats aux États-Unis

d) Commerce avec le New England Power Pool; il n'est pas possible de préciser les quantités par État.

E8. Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis^{a)} en 2003

(par région ou État américain, en mégawattheures)

Province	Région/État	Exportation ^{b)}	Importation ^{c)}	Exportation nette ^{b)(c)}
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	2 578 904	72 086	2 506 818
	Nouvelle-Écosse	4 407	—	4 407
	Québec	995 999	425 962	570 037
Massachusetts	Ontario	—	2 537	- 2 537
	Québec	43 940	40 800	3 140
Nouvelle-Angleterre ^{d)}	Nouvelle-Écosse	95 883	—	95 883
	Ontario	3 529	—	3 529
	Québec	139 892	—	139 892
Vermont	Québec	1 845 505	—	1 845 505
Total Nouvelle-Angleterre		5 708 059	541 385	5 166 674
Pennsylvanie				
Pennsylvanie	Saskatchewan	443	—	443
	Nouvelle-Écosse	—	1 221	- 1 221
	Ontario	17 463	99 261	- 81 798
Total Pennsylvanie		17 906	100 482	- 82 576
New York				
New York	Nouveau-Brunswick	12 302	—	12 302
	Nouvelle-Écosse	111 339	—	111 339
	Ontario	2 857 998	1 052 483	1 805 515
	Québec	7 012 902	3 458 210	3 554 692
Total New York		9 994 541	4 510 693	5 483 848
Centre				
Michigan	Alberta	1	—	1
	Ontario	1 253 326	4 817 768	- 3 564 442
	Saskatchewan	3	—	3
Missouri	Ontario	—	208	- 208
Illinois	Ontario	—	160 185	- 160 185
	Ontario	918	—	918
Wisconsin	Saskatchewan	2	—	2
	Ontario	2 057	13 740	- 11 683
Total Centre		1 256 307	4 991 901	- 3 735 594
Midwest				
Minnesota	Alberta	—	9 567	- 9 567
	Ontario	153 356	1 203 893	- 1 050 537
Iowa	Ontario	—	1 319	- 1 319
Dakota du Nord/Minnesota	Manitoba	4 241 932	5 906 234	- 1 664 302
Dakota du Nord	Saskatchewan	707 287	907 602	- 200 315
Total Midwest		5 102 575	8 028 615	- 2 926 040
Virginie	Manitoba	10	—	10
	Saskatchewan	6	—	6
Total Virginie		16	—	16
Tennessee	Saskatchewan	1	—	1
Total Tennessee		1	—	1
Ouest				
Alaska	Colombie-Britannique	1 159	—	1 159
Arizona	Colombie-Britannique	37 361	—	37 361
Californie	Colombie-Britannique	296 127	—	296 127
Colorado	Colombie-Britannique	9 715	—	9 715
Idaho	Alberta	25	—	25
	Colombie-Britannique	1 918	—	1 918
Montana	Alberta	—	1 001	- 1 001
	Colombie-Britannique	11 070	—	11 070
Nebraska	Colombie-Britannique	2 402	—	2 402
Nevada	Colombie-Britannique	250 175	—	250 175
Nouveau-Mexique	Colombie-Britannique	29 436	—	29 436
Oregon	Alberta	3 939	6 130	- 2 191
	Colombie-Britannique	3 117 243	15	3 117 228
Utah	Colombie-Britannique	5 762	—	5 762
	Alberta	69 618	314 461	- 244 843
Washington	Colombie-Britannique	3 375 701	5 087 174	- 1 711 473
	Saskatchewan	—	156	- 156
Wyoming	Colombie-Britannique	28 651	—	28 651
Total Ouest		7 240 302	5 408 937	1 831 365
TOTAL		29 319 707	23 582 013	5 737 694

a) Ventes et achats seulement; ne comprend pas les échanges.

b) Achats au Canada

c) Ventes au Canada

d) Commerce avec le New England Power Pool; il n'est pas possible de préciser les quantités par État.

Table de conversion au système métrique

L'Office national de l'énergie utilise le système international d'unités. Un réservoir de 30 litres d'essence contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. En moyenne, le Canada consomme, toutes les cinquante minutes, environ un pétajoule pour tous ses besoins (chauffage, éclairage et transport).

La table de conversion suivante pourra être utile au lecteur qui connaît mieux le système impérial.

Facteur de conversion approximatif

mètre	=	3,28 pieds
kilomètre	=	0,62 mille
hectare	=	2,47 acres
mètre cube de pétrole	=	6,3 barils
mètre cube de gaz naturel	=	35,3 pieds cubes
gigajoule	=	0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1 000 Btu/pied cube, ou 0,165 baril de pétrole, ou encore 0,28 mégawattheure d'électricité
gigajoule	=	10^9 joules
pétajoule	=	10^{15} joules
gigawattheure	=	10^6 kilowattheures
térawattheure	=	10^9 kilowattheures

