



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

ANNEXES
RAPPORT ANNUEL 2005
AU PARLEMENT



Canada

TABLE DES MATIÈRES

ANNEXE A

A1.	Offre et utilisation de pétrole brut et d'équivalents	1
A2.	Réserves établies estimatives de pétrole brut et de bitume au 31 décembre 2004	1
A3.	Offre et utilisation de gaz naturel	2
A4.	Réserves établies estimatives de gaz naturel commercialisable au 31 décembre 2004	2
A5.	Offre et utilisation de liquides de gaz naturel	2
A6.	Travaux géophysiques	3
A7.	Dépenses d'exploration et de mise en valeur	3
A8.	Ventes de droits d'exploration dans l'Ouest canadien	3
A9.	Ventes de droits d'exploration dans les régions pionnières	4
A10.	Production et utilisation d'électricité	4

ANNEXE B

B1.	Certificats délivrés en 2005 pour la construction d'installations d'oléoducs, y compris des pipelines de plus de 40 kilomètres de longueur	5
B2.	Ordonnances délivrées en 2005 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 - 2004 et 2005	6
B4.	Exportations de pétrole brut et d'équivalents canadiens - 2001 à 2005	6
B5.	Exportations de produits pétroliers par mois - 2005	7
B6.	Exportations de produits pétroliers par compagnie - 2004 et 2005	7

ANNEXE C

C1.	Certificats délivrés en 2005 pour la construction d'installations de gazoducs de plus de 40 kilomètres de longueur	8
C2.	Ordonnances délivrées en 2005 pour la construction d'installations de gazoducs ne dépassant pas 40 kilomètres de longueur	8
C3.	Licences et ordonnances à long terme visant l'exportation de gaz naturel au 31 décembre 2005	10
C4.	Licences et ordonnances à long terme visant l'importation de gaz naturel au 31 décembre 2005	14
C5.	Exportations de gaz naturel par point d'exportation - 2001 à 2005	15
C6.	Exportations totales nettes de propane et de butanes - 2004 et 2005	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 2005 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	20
E2.	Ordonnances modificatrices délivrées en 2005 relativement à des lignes internationales de transport d'électricité	20
E3.	Ordonnances de révocation délivrées en 2005 à l'égard de lignes internationales de transport d'électricité.	20
E4.	Licences délivrées en 2005 relativement à l'exportation d'électricité	20
E5.	Permis et ordonnances délivrés en 2005 relativement à l'exportation d'électricité	20
E6.	Exportations d'électricité en 2005	22
E7.	Commerce de l'électricité entre le Canada et les États-Unis par province	30
E8.	Commerce de l'électricité entre les États-Unis et le Canada par région ou État américain	32

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

A1. OFFRE ET UTILISATION DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS

(en milliers de mètres cubes par jour)

	2001	2002	2003	2004	2005 ^{a)}
Offre					
Production canadienne ^{a)}	347,4	371,7	392,4	407,0	391,9
Importations ^{b)}	146,4	140,0	144,0	148,6	143,5
Offre totale^{d)}	493,8	511,7	536,4	555,6	535,4
Utilisation					
Consommation intérieure ^{b)}	282,2	287,7	294,6	304,6	291,6
Exportations ^{c)}	222,9	232,6	245,6	259,6	252,7
Utilisation totale^{d)}	505,1	520,3	540,2	564,2	544,3

a) Source : ONÉ

b) Sources : 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 2004

(en millions de mètres cubes)

Pétrole brut classique	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^{a)}	126,0	21,9
Alberta ^{b)}	2 665,0	249,3
Saskatchewan ^{c)}	858,7	187,8
Manitoba ^{d)}	40,5	4,3
Ontario ^{e)}	14,7	2,0
T. N.-O., Nunavut et Yukon		
Archipel de l'Arctique et région extracôtière de l'Est de l'Arctique ^{f)}	0,5	—
Partie continentale des Territoires - Norman Wells	53,3	16,8
Nouvelle-Écosse ^{d)} - Cahasset et Panuke	7,0	—
Terre-Neuve - Hibernia ^{d)} , Terra Nova et White Rose	239,0	157,8
Total	4 004,7	639,9
(Total en millions de barils)	(25 201)	(4 027)
Bitume brut		
Sables bitumineux - brut valorisé ^{b)}	5 590	5 090
Sables bitumineux - bitume ^{b)}	22 802	22 570
Total	28 392	27 660
(Total en millions de barils)	(178 668)	(174 062)
Total - pétrole classique et bitume	32 397	28 300
(Total en millions de barils)	(203 869)	(178 088)

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 and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Saskatchewan Reservoir Annual 2003

d) Estimations d'organismes provinciaux ou d'offices d'hydrocarbures extracôtiers

e) Association canadienne des producteurs pétroliers

f) Bent Horn abandonné en 1996

Note :

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)

	2001	2002	2003	2004	2005 ^{d)}
Offre					
Production de gaz commercialisable ^{a)}	179,2	179,0	173,7	175,4	177,1
Importations	7,4	8,3	12,4	12,5	12,2
Offre totale	186,6	187,3	186,1	187,8	189,3
Utilisation					
Consommation intérieure ^{b)}	66,8	70,2	73,1	72,3	70,6
Exportations	106,3	107,1	98,6	102,2	105,7
Autres utilisations ^{c)}	13,5	10,0	14,4	13,4	13,0
Utilisation totale	186,6	187,3	186,1	187,8	189,3

a) Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

b) 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 2004

(en milliards de mètres cubes)

	Initiales	Restantes
Colombie-Britannique ^{a)}	822,1	284,3
Alberta ^{b)}	4 496,2	1 127,1
Saskatchewan ^{c)}	224,6	75,0
Ontario ^{d)}	33,8	11,5
T.N.-O., Nunavut et Yukon ^{d)}	32,1	14,1
Nouvelle-Écosse - zones extracôtières	54,6	32,5
Total	5 663,4	1 544,5
(Total en billions de pieds cubes, Tpi³)	199,9	54,5

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 and Utilities Board et de l'ONÉ

c) Estimations de l'ONÉ

d) Association canadienne des producteurs pétroliers

A5. OFFRE ET UTILISATION DE LIQUIDES DE GAZ NATUREL

(en milliers de mètres cubes par jour)

	2001	2002	2003	2004	2005 ^{d)}
Offre					
Production canadienne ^{a)}	92,9	95,6	94,4	96,3	94,2
Importations ^{b)}	1,7	1,5	1,5	1,8	1,7
Offre totale^{d)}	94,6	97,1	95,9	98,1	95,9
Utilisation					
Consommation intérieure ^{b)}	64,4	66,7	68,2	70,1	70,8
Exportations ^{b)}	28,3	31,8	27,9	29,1	25,0
Utilisation totale^{c)}	92,7	98,5	96,1	99,2	95,8

a) Source : ONÉ

b) Source : Système de suivi des produits de l'ONÉ

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

d) Estimations

A6. TRAVAUX GÉOPHYSIQUES (équipes sismiques actives)

	2001	2002	2003	2004	2005
Janvier	39	27	35	25	24
Février	50	49	44	27	24
Mars	61	60	40	30	25
Avril	23	35	22	17	14
Mai	27	14	11	9	8
Juin	31	8	12	9	8
Juillet	36	18	12	8	12
Août	37	28	11	13	13
Septembre	34	20	12	10	12
Octobre	25	21	19	12	14
Novembre	23	26	18	17	18
Décembre	24	21	19	16	17

Source : Petroleum Explorer

A7. DÉPENSES D'EXPLORATION ET DE MISE EN VALEUR^{a)} (en millions de dollars)

	2001	2002	2003	2004	2005 ^{b)}
Exploration					
Régions classiques ^{a)}	6 640	4 667	6 247	6 291	7 500
Régions pionnières ^{b)}	847	838	666	502	590
Total Canada	7 487	5 505	6 913	6 793	8 090
Mise en valeur					
Régions classiques ^{a)}	12 975	11 093	15 153	18 281	21 830
Régions pionnières ^{b)}	1 336	1 388	1 772	1 753	2 480
Total Canada	14 311	12 481	16 925	20 034	24 310
Somme partielle	21 798	17 986	23 838	26 827	32 400
Sables bitumineux	5 907	6 751	5 048	6 183	6 700
Dépenses totales	27 705	24 737	28 886	33 010	39 100

a) Montants nets au comptant, excluant les frais d'exploitation et les redevances

b) Estimations

Source : Association canadienne des producteurs pétroliers

A8. VENTES DE DROITS D'EXPLORATION DANS L'OUEST CANADIEN

	2001	2002	2003	2004	2005
Superficie (1 000 ha)					
Alberta	3 908	2 776	3 140	3 116	2 861
Colombie-Britannique	854	849	733	540	952
Saskatchewan	373	654	1 060	912	244
Manitoba	22	3	4	15	13
Total	5 157	4 281	4 938	4 583	4 070
Prix (en millions de dollars)					
Alberta	1 086	501	904	1 106	1 853
Colombie-Britannique	440	288	647	232	423
Saskatchewan	56	103	159	93	46
Manitoba	1	–	–	1	1
Total	1 583	893	1 710	1 432	2 323

Source : Daily Oil Bulletin

A9. VENTES DE DROITS D'EXPLORATION DANS LES RÉGIONS PIONNIÈRES

	2001	2002	2003	2004	2005
Région extracôticière de la Nouvelle-Écosse					
Licences	8	9	–	2	–
Dépenses (en millions de dollars)	192	527	–	14	–
Superficie (1 000 ha)	1 254	1 580	–	150	–
Région extracôticière de Terre-Neuve					
Licences	10	9	–	8	5
Dépenses (en millions de dollars)	89	15	–	673	71
Superficie (1 000 ha)	1 599	1 179	–	2 125	270
Mer de Beaufort et delta du Mackenzie					
Licences	–	2	–	1	–
Dépenses (en millions de dollars)	–	14	–	62	–
Superficie (1 000 ha)	–	46	–	56	–
Centre de la vallée du Mackenzie					
Licences	5	–	1	4	6
Dépenses (en millions de dollars)	17	–	1	63	58
Superficie (1 000 ha)	398	–	80	235	446
Total					
Licences	23	20	1	15	11
Dépenses (en millions de dollars)	298	556	1	812	129
Superficie (1 000 ha)	3 251	2 805	80	2 566	716

Sources : MAINC, OCNHE, OCTHE

A10. PRODUCTION ET UTILISATION D'ÉLECTRICITÉ

(en térawattheures)

	2001	2002	2003	2004	2005 ^{b)}
Offre					
Production totale	565,8	578,8	564,2	567,8	568,9
Importations ^{a)}	16,1	13,0	23,6	22,5	19,3
Offre totale	581,9	591,8	587,8	590,3	588,2
Utilisation					
Demande	543,5	555,6	558,5	548,8	549,1
Exportations ^{a)}	38,4	36,2	29,3	33,0	42,9
Utilisation totale	581,9	591,8	587,8	590,3	592,0

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

b) Estimations

Sources : Statistique Canada, ONÉ

B1. CERTIFICATS DÉLIVRÉS EN 2005 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS D'OLÉODUCS, Y COMPRIS DES PIPELINES DE PLUS DE 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Aucun certificat n'a été délivré.

B2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2005 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 (\$)
Enbridge Pipelines Inc.	XO-E101-09-2005	2005-08-05	Ajout de transmetteurs de pression de réserve	842 000
	XO-E101-11-2005	2005-08-12	Douze projets	2 347 800
	XO-E101-12-2005	2005-08-19	Neuf projets	1 062 000
	XO-E101-16-2005	2005-12-15	Installations de transfert aux fins de raffinage	11 500 000
Enbridge Pipelines (NW) Inc.	XO-E102-04-2005	2005-03-24	Cinq projets	326 000
Pipelines Trans-Nord Inc.	XO-T002-01-2005	2005-01-28	Remplacements de pipelines à Toronto, Pickering et Durham (Ont.)	850 000
	XO-T002-05-2005	2005-06-10	Changement d'emplacement d'une partie d'un pipeline à Toronto (Ont.)	225 000
	XO-T002-06-2005	2005-06-24	Remplacement d'un pipeline à Quinte West (Ont.)	200 000
	XO-T002-07-2005	2005-06-24	Remplacement d'un pipeline à Augusta (Ont.)	150 000
	XO-T002-08-2005	2005-07-28	Remplacement d'un pipeline à Clarington (Ont.)	420 000
	XO-T002-10-2005	2005-08-11	Remplacement d'un pipeline à Toronto (Ont.)	500 000
Pipe-lines Montréal Ltée (PLM)	XO-M003-13-2005	2005-09-29	Mise hors service d'un pipeline de dérivation d'un diamètre extérieur de 273 mm (10 pouces) qui traverse la rivière Richelieu (Qc)	14 888
Provident Energy Pipeline Inc.	XO-P115-14-2005	2005-10-26	Remise en état de la pente de terrain Beatton du pipeline Taylor à Boundary Lake (C.B.)	
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	XO-T099-03-2005	2005-02-08	Construction d'un perré et revêtement de pierre sur la rive est de la rivière Athabasca (C.B.)	
	XO-T099-02-2005	2005-02-08	Carter de vanne Pocahontas, BK 336; carter de vanne Yellowhead, BK 416; et carter de vanne Grandbrook, BK 429	
	XO-T009-15-2005	2005-11-09	Projet d'agrandissement de la station de pompage TransMountain	193 000 000

B3. EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS CANADIENS (en mètres cubes)

Destinataire	2004		2005 ^{a)}	
	Total	Moyenne quotidienne	Total	Moyenne quotidienne
BP Amoco	8 421 184	23 009	10 666 629	29 224
Cenex Harvest States Cooperative	2 935 095	8 019	2 826 598	7 744
Chevron Texaco	1 219 466	3 332	883 651	2 421
ConocoPhillips Company	14 645 635	40 015	14 501 292	39 730
ExxonMobil Corporation	14 347 800	39 202	14 349 817	39 315
Flint Hill Resources	13 112 665	35 827	13 020 763	35 673
Flying J. Inc.	405 078	1 107	308 655	846
Frontier Oil & Refining Company	1 552 578	4 242	1 742 610	4 774
Giant Industries	939 544	2 567	932 463	2 555
Holly Refining & Marketing Company	82 128	224	28 047	77
Marathon Ashland Petroleum LLC	7 466 720	20 401	6 353 238	17 406
Montana Refining Company	402 492	1 100	447 482	1 226
Murphy Oil USA Inc.	1 802 833	4 926	1 149 223	3 149
National Cooperative Refining LLC	412 230	1 126	369 804	1 013
PDV Midwest Refining	8 168 221	22 318	7 560 674	20 714
Shell Oil Company	2 216 481	6 056	940 421	2 576
Sinclair Oil Corp.	2 121 151	5 795	2 260 676	6 194
Sun Refining and Marketing Company	3 933 487	10 747	3 763 691	10 311
Suncor Energy USA	1 702 314	4 651	1 613 443	4 420
Tesoro Refining	4 459 590	12 185	3 658 373	10 023
U. S. Oil & Refining Co.	19 230	53	–	–
United Refining Company	3 598 181	9 831	3 627 238	9 938
Valero Marketing & Supply	917 530	2 507	1 165 732	3 194
Wyoming Refining Co.	117 106	320	–	–
Autres	33 151	91	80 000	219
Total	95 031 890	259 650	92 250 518	252 741

a) Estimations

B4. EXPORTATIONS DE PÉTROLE BRUT ET D'ÉQUIVALENTS CANADIENS – 2001 À 2005 (en mètres cubes par jour)

	2001	2002	2003	2004	2005 ^{a)}
Pétrole brut léger et équivalents	80 227	89 742	88 562	97 393	82 034
Pétrole brut lourd	140 650	142 822	157 064	162 257	170 707
Total	220 877	232 564	245 626	259 650	252 741

a) Estimations

B5. EXPORTATIONS DE PRODUITS PÉTROLIERS PAR MOIS ^{a)} – 2005 (en mètres cubes)

Mois	Esence automobile	Distillats moyens	Mazout lourd	Carburacteur	Pétrole	Total
					partiellement traité	
Janvier	774 343	721 135	277 282	19 210	10 194	1 802 161
Février	764 035	612 431	98 585	12 015	50 995	1 538 061
Mars	720 143	728 776	283 703	9 581	49 439	1 791 641
Avril	976 786	521 167	197 012	22 908	49 552	1 767 425
Mai	612 676	539 219	238 721	3 343	79 224	1 473 183
Juin	709 791	472 148	276 914	2 664	18 832	1 480 349
Juillet	675 151	598 182	259 083	41 552	20 388	1 594 356
Août	779 819	579 061	323 546	84 363	17 595	1 784 385
Septembre	830 350	557 704	270 014	78 372	–	1 736 440
Octobre	936 240	628 988	230 983	24 986	–	1 821 196
Novembre	688 626	695 316	302 043	16 572	–	1 702 556
Décembre ^{b)}	757 488	764 847	332 247	18 229	16 555	1 889 366
Total	9 225 448	7 418 974	3 090 131	333 793	312 774	20 381 120

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 – 2004 et 2005 (en mètres cubes)

Exportateur	2004	2005 ^{a)}
BP Canada Energy Company	–	1 250
Cenex Harvest States Cooperative	22 779	1 911
Chevron Canada Limited	168 648	167 252
Compagnie pétrolière Impériale Ltée	1 301 922	1 098 754
Consumers Co-operative Refineries Ltd.	61 266	62 785
Flint Hills Resources, L.P.	72	–
Four Directions Petroleum (Première nation)	7 196	–
Graham Energy Ltd.	–	880
Griffith Oil Co.	41 522	46 788
Husky Oil Marketing Ltd.	23 767	9 783
Irving Oil Limited	9 147 156	10 413 282
Kildair Service Ltée	138 262	124 825
Lukoil Pan Americas LLC	19 627	–
MacEwen Petroleum Inc.	48 114	14 232
McAsphalt Industries Ltd.	14 331	2 473
MX Petroleum Corp.	65 210	51 089
NRG Power Marketing Inc	–	28 315
Neste Petroleum (Canada) Inc.	4 217	9 890
North 60 Petro Ltd.	18 244	14 392
North Atlantic Refining Limited	5 065 686	5 089 281
Novacor Chemicals (Canada) Ltd.	104 577	157 215
Olco Oil	171 459	215 875
Petrogas Marketing Ltd.	–	48
PMC (NOVA SCOTIA)	1 789	–
Produits Pétro-Canada Inc.	254 284	195 781
Produits Shell Canada Limitée	433 354	394 399
Suncor Energy Marketing Inc.	397 612	169 823
Ultramar Canada Inc.	1 438 183	2 110 659
Warner Petroleum Corporation	29 527	–
White Arrow Service Stations Inc.	28 721	139
Total	19 007 526	20 381 120

a) Estimations

C1. CERTIFICATS DÉLIVRÉS EN 2005 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE GAZODUCS DE PLUS DE 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Aucun certificat n'a été délivré.

C 2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2005 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE GAZODUCS NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Description	Coût estimatif (\$)
Alliance Pipeline Ltd.	XG-A159-01-2005	2005-01-17	Refroidisseur aérien supplémentaire à la station de compression Windfall, dans le nord-ouest de l'Alberta	5 714 000
806026 Alberta Ltd.	XG-Z007-03-2005	2005-02-14	Demande concernant le doublement du pipeline du ruisseau Pesh	s.o.
BC Pipeline and Field Services Divisions	XG-W005-19-2005	2005-06-17	Augmentation de la pression maximale d'exploitation du pipeline Red Willow (d.e. : 168,3 mm) et ajout d'un raccord au pipeline de prolongement Grizzly (d.e. : 406,4 mm)	300 000
Canadian Natural Resources Limited	XG-C298-39-2005	2005-11-24	Doublement du pipeline Tupper South, gazoduc Shekilie	s.o.
ConocoPhillips Canada Limited	XG-C216-26-2005	2005-08-03	Construction d'installations pour injecter des liquides de gaz naturel dans le pipeline de TCPL	s.o.
	XG-C216-28-2005	2005-08-16	Raccordement de la canalisation principale Dewdney Spur aux installations d'injection de TransCanada PipeLines Limited	s.o.
Echoex Energy Inc	XG-E135-05-2005	2005-02-23	Demande datée du 6 décembre 2004 concernant le pipeline provincial d'Interprovincial situé à Reflex Lake entre 06-34-43-28 W3M et 06-01-44-01 W4M	s.o.
Enbridge Gas Distribution Inc.	XG-Z009-06-2005 XG-Z009-07-2005	2005-03-03	Changement du nom Consumers Gas (Canada) Limited à 2193914 Canada Limited	s.o.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd	XG-E126-36-2005	2005-09-22	Doublement du pipeline Tupper South	2 000 000
	XG-E126-37-2005	2005-11-03	Projet de pipeline Mid-Tupper	1 600 000
Gazoduc TQM Inc.	XG-T028-38-2005	2005-11-29	Ajout de compression et d'un système de refroidissement complémentaire du gaz à la station de compression de Lachenaie	s.o.
	XG-T028-29-2005	2005-08-16	Construction d'une vanne latérale NPS 16	492 000
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd. (M&NP)	XG-M124-16-2005	2005-05-31	Installations pour le poste de transfert de propriété de Heritage Gas Limited à Amherst (N.-É.)	s.o.
Nexen Inc. (Nexen)	XG-N085-41-2005	2005-12-02	Gazoduc Cuthbert	s.o.
Profico Energy Management Ltd. (Profico)	XG-P156-32-2005	2005-08-25	Construction d'un pipeline interprovincial entre 11-36-11-1W4 et 8-2-12-30W3	242 000
TransCanada PipeLines Limited (TransCanada)	XG-T001-02-2005	2005-02-04	Programme de protection cathodique n° 1 de 2005 (Ont.)	63 000
	XG-T001-08-2005	2005-03-04	Programme d'échantillonnage de contaminants 2005 et mesures correctives à la station 25	1 630 000
	XG-T001-15-2005	2005-05-24	Programme d'échantillonnage de contaminants 2005 et mesures correctives à la station 130	556 000
	XG-T001-18-2005	2005-06-13	Programme de protection cathodique n° 2 de 2005	605 000
	XG-T001-20-2005	2005-06-28	Programme de protection cathodique n° 6 de 2005 - Systèmes de mise à la terre en profondeur (Man.)	847 000
	XG-T001-22-2005	2005-07-05	Programme de protection cathodique n° 3 de 2005	217 000
	XG-T001-23-2005	2005-07-06	Programme de protection cathodique n° 5 de 2005 - Systèmes de mise à la terre en profondeur (Sask.)	1 335 000

C 2. ORDONNANCES DÉLIVRÉES EN 2005 POUR LA CONSTRUCTION D'INSTALLATIONS DE GAZODUCS NE DÉPASSANT PAS 40 KILOMÈTRES DE LONGUEUR (SUITE)

Demandeur	Numéro d'ordonnance	Délivrée le	Description	Coût estimatif (\$)
	XG-T001-24-2005	2005-07-20	Programme de protection cathodique n° 4 (Ont.)	2 033 000
	XG-T001-25-2005	2005-07-21	Programme de protection cathodique n° 7 (Sask. et Ont.)	419 500
	XG-T001-30-2005	2005-08-24	Poste de réception Grand Coulee	975 000
	XG-T001-40-2005	2005-12-02	Doublement Les Cèdres	s.o.
Westcoast Energy Inc. (Westcoast)	XG-W005-04-2005	2005-02-23	Construction d'installations pour la remise en service du pipeline Ekwan	s.o.
	XG-W005-12-2005	2005-04-21	Construction du pipeline d'injection Sikanni n° 1 au nord-ouest de Fort St. John (C.-B.)	7 300 000
	XG-W005-13-2005	2005-04-21	Projet de remplacement d'une canalisation principale de 26 po de diam. en C.-B.	616 000
	XG-W005-34-2005	2005-09-19	Mise hors service du pipeline Upper Murray River (d.e. : 323,9 mm) et du pipeline Sukunka (d.e. : 219,1 mm)	268 000
Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission (Westcoast)	XG-W005-09-2005	2005-03-07	Amélioration d'emplacements de brûlage à la torche dans la zone de collecte de Fort Nelson (C.-B.)	411 000
	XG-W005-10-2005	2005-03-08	Amélioration de l'étang de drainage n° 5 à l'usine à gaz de Fort Nelson	100 000
	XG-W005-11-2005	2005-03-16	Reconfiguration des pipelines Milligan Peejay et mise hors service d'une partie du pipeline de prolongement Milligan Peejay (d.e. : 219,1) entre les BK 11,99 et 21,24	520 000
	XG-W005-14-2005	2005-05-18	Remplacement d'un réservoir de stockage de MEA, stades C et D à l'usine à gaz de Fort Nelson	323 000
	XG-W005-21-2005	2005-07-04	Remplacement du pipeline Daniels Creek - Canalisation principale de Fort Nelson	2 200 000
	XG-W005-27-2005	2005-08-10	Installation d'un sas de racleur et mise hors service, canalisation principale de Fort St. John, Steward Creek	2 970 000
	XG-W005-33-2005	2005-09-01	Remise en service de la station auxiliaire Monias (BS-17)	3 575 000
	XG-W005-35-2005	2005-09-21	Remise en service du pipeline Beg (16 pouces)	60 000

s.o. sans objet

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2005

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Quotidien (10 ³ m ³)	Volume maximal	
			Du	Au		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 and 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.) maximum combiné	1992-11-01	2006-10-31	7 790,3	2 845,3	42 646,0
			2006-11-01	2007-02-28	7 790,3	935,5	
			1992-11-01	2006-10-31	7 507,0	2 741,9	
			2006-11-01	2007-02-28	7 507,0	901,5	
Androscoggin 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.
Brooklyn Navy Yard Cogen Partners, L.P.	GL-232	Iroquois (Ont.)	1996-10-01	2011-09-30	750,0	274,0	5 480,0
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
		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
		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	
CoEnergy Trading Company	GL-276	East Hereford (Qc) Emerson, Man. maximum combiné	1999-03-10	2009-03-09	2 266,2	827,2	8 272,0
					2 266,2	827,2	
Coral Energy Canada Inc.	GOL-5-98 ^{a)}	Emerson (Man.)	1998-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Coral Energy Canada Inc.	GL-134	Niagara Falls (Ont.)	1990-11-01	2010-10-31	450,0	145,0	2 755,0
			2010-11-01	2011-08-31	450,0	95,9	
	GL-181	Monchy (Sask.)	1992-11-01	2006-10-31	580,0	212,0	3 181,0
			2006-11-01	2009-11-01	580,0	173,4	
GOL-6-03 ^{b)}	Elmore (Sask.)	2003-12-04	2013-12-04	n.p.	n.p.	n.p.	

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2005 (SUITE)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Quotidien (10 ³ m ³)	Volume maximal		
			Du	Au		Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)	
Devon Louisiana Corp (Auparavant : Ocean Energy, Inc.)	GOL-12-95 ^{d)}	Willow Creek (Sask.) Emerson (Man.)	1998-08-26	2008-12-31	n.p.	n.p.	n.p.	
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-282	Emerson (Man.)	1998-11-08	2008-11-01	572,0	208,8	2 452,0	
	GOL-10-02 ^{d)}	Iroquois (Ont.) Niagara Falls (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.	
	GOL-11-02 ^{d)}	Huntingdon (C.-B.) Kingsgate (C.-B.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.	
	GOL-12-02 ^{d)}	Monchy (Sask.) St. Clair (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.	
	GOL-13-02 ^{d)}	Emerson (Man.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.	
	GOL-14-02 ^{d)}	Cardston (Alb.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.	
	GOL-9-93 ^{d)}	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.)	1998-11-01	2008-11-01	901,0	329,7	3 296,6	
			1998-11-01	2008-11-01	901,0	329,7		
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	566,6	155,1	2 556,6	
	GL-292	Niagara Falls (Ont.)	2001-04-06	2008-11-01	663,0	242,0	2421,0	
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-96 ^{h)}	St. Clair, Windsor, Sarnia, Blue Water (Ont.)	1996-12-18	2006-12-31	n,p,	n,p,	n,p,	
Nexen Inc./Rock-Tenn Company, Mill	GL-290	Philipsburg (Qc)	1998-11-01	2008-10-31	61,2	22,3	223,4	
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 Imperiale 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	

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2005 (SUITE)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Quotidien (10 ³ m ³)	Volume maximal	
			Du	Au		Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
	GL-109	Iroquois (Ont.) Niagara Falls (Ont.)	1991-11-01	2011-10-31	708,2	258,5	5 170,0
	GL-129	Niagara Falls (Ont.)	1992-11-01 2006-11-01	2006-10-31 2013-10-31	2 521,1 2 039,6	920,2 744,4	19 015,3
	GL-161	Iroquois (Ont.)	1992-11-01 2010-11-01	2010-10-31 2011-04-30	708,2 708,2	258,4 128,2	4 800,4
	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
	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	Inutilisé en 2005	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 ³⁾	Chippawa (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Saranac Power Partners L.P. et Shell Canada Limitée	GL-197	Napierville (Qc)	1993-11-01	2008-10-31	1 445,0	529,0	7 125,0
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.	GOL-13-92 ³⁾	Chippawa (Ont.)	1994-08-01	2014-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Société d'énergie Talisman 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 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 ⁴⁾	Emerson (Man.)	1992-03-01	2012-02-29	10 000,0	3 650,0	n.p.
Union Gas Limited	GOL-15-93 ³⁾	Sprague (Man.)	1998-02-26	2018-11-30	n.p.	n.p.	n.p.

C3. LICENCES ET ORDONNANCES À LONG TERME VISANT L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL AU 31 DÉCEMBRE 2005 (SUITE)

Exportateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'exportation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Quotidien (10 ³ m ³)	Volume maximal	
			Du	Au		Annuel (10 ⁶ m ³)	Global (10 ⁶ m ³)
	GOL-5-02 ^{m)}	St. Clair (Ont.), Windsor, Ont. Monchy (Sask.), Emerson (Man.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-6-02 ⁿ⁾	St. Clair (Ont.), Windsor (Ont.), Sarnia (Ont.), Blue Water (Ont.) 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 l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair (Ont.)
- b) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Courtright (Ont.)
- c) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Loomis et Willow Creek (Sask.)
- 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 Sarnia (Ont.)
- j) Autorise la réexportation de gaz naturel qui avait été importé près de Windsor et/ou Sarnia (Ont.)
- k) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de St. Clair et Sarnia (Ont.)
- l) Autorise l'exportation de gaz naturel à des fins d'importation ultérieure près de Rainy River (Ont.)
- m) 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.)
- n) 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 2005

Importateur	N° de licence ou d'ordonnance	Point d'importation	Durée de la licence ou de l'ordonnance		Volume maximal		Global (10 ⁶ m ³)
			Du	Au	Quotidien (10 ³ m ³)	Annuel (10 ⁶ m ³)	
CoEnergy Trading Company	GOL-5-98 ^{a)}	St. Clair (Ont.)	1998-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Coral Energy Canada Inc.	GOL-6-03 ^{b)}	Courtright (Ont.)	2003-12-04	2013-12-04	n.p.	n.p.	n.p.
Devon Louisiana Corp (Auparavant : Ocean Energy, Inc.)	GOL-12-95 ^{d)}	Loomis (Sask.), Willow Creek (Sask.)	1995-09-22	2008-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Engage Energy Canada, L.P.	GOL-10-02 ^{d)}	Windsor (Ont.), 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 (Ont.), St. Clair (Ont.)	2002-09-16	2010-09-16	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-13-02 ^{g)}	Windsor (Ont.), 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.
Midland Cogeneration Venture Limited Partnership	GOL-9-93 ^{b)}	St. Clair (Ont.)	1997-01-01	2008-03-31	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-9-96 ⁱ⁾	St. Clair (Ont.) Windsor (Ont.), Sarnia (Ont.), Blue Water (Ont.)	1996-12-18	2006-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
Rochester Gas and Electric Corporation	GOL-12-92 ^{h)}	Sarnia (Ont.)	1993-11-01	2008-10-31	n.p.	n.p.	n.p.
Sithe/Independence Power Partners, L.P.	GOL-13-92 ^{h)}	Sarnia (Ont.), Windsor (Ont.)	1993-02-01	2014-12-31	n.p.	n.p.	n.p.
TransCanada Energy Limited	GOL-3-92 ^{a)}	Sarnia (Ont.), St. Clair (Ont.)	1992-03-01	2012-02-29	10 000,0	3 650,0	n.p.
Union Gas Limited	GOL-15-93 ^{l)}	Rainy River (Ont.)	1998-02-26	2018-11-30	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-5-02 ^{m)}	St. Clair (Ont.), Windsor (Ont.), Sarnia (Ont.), Sault Ste. Marie (Ont.), Blue Water (Ont.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.
	GOL-6-02 ⁿ⁾	Windsor (Ont.), Sarnia (Ont.), St. Clair (Ont.), Blue Water (Ont.)	2002-06-25	2007-06-24	n.p.	n.p.	n.p.

- a) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près d'Emerson (Man.)
b) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près d'Elmore (Sask.)
c) Autorise l'importation de gaz naturel à des fins d'exportation ultérieure près d'Emerson (Man.) et/ou Willow Creek (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 (Alb.)
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 de Chippawa (Ont.)
k) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Chippawa (Ont.)
l) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de Sprague (Man.)
m) Autorise la réimportation de gaz naturel qui avait été exporté près de St. Clair et Windsor (Ont.), Monchy (Sask.) et/ou Emerson (Man.)
n) 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

C5. EXPORTATIONS DE GAZ NATUREL PAR POINT D'EXPORTATION – 2001 À 2005
(en millions de mètres cubes)

Point d'exportation	2001	2002	2003	2004	2005^{a)}
Huntingdon	9 171	9 490	8 603	7 376	7 818
Kingsgate	22 231	19 729	15 902	19 102	17 582
Monchy	21 151	21 747	21 609	21 523	20 127
Elmore	14 998	16 078	16 133	16 010	16 566
Emerson	11 081	11 236	11 296	11 843	13 159
Niagara Falls	9 295	9 273	8 036	8 657	9 732
Iroquois	9 069	9 139	9 099	9 241	10 596
St. Stephen	4 451	4 037	3 688	3 363	3 828
Autres	4 845	6 367	5 193	5 072	6 283
Total	106 291	107 096	99 559	102 185	105 692

a) Estimations

C6. EXPORTATIONS TOTALES NETTES DE PROPANE ET DE BUTANES – 2004 et 2005
(en mètres cubes)

Exportateur	Propane		Butanes	
	2004 Réel	2005 Estimatif	2004 Réel	2005 Estimatif
Aux Sable Liquid Products LP	–	2 301	–	–
BP Canada Energy Company	3 305 692	2 898 727	774 854	715 918
Burnwell Gas of Canada, Ltd.	145 109	121 081	s.o.	s.o.
Cal-Gas Inc.	s.o.	4 295	s.o.	s.o.
CHS, Inc.	73 209	50 959	s.o.	s.o.
Canada Imperial Oil Limited	300 723	232 200	9 384	20 607
Canadian Enterprise Gas Products Ltd.	253 444	164 582	131 195	93 657
Centennial Gas Liquids, L.L.C.	17 032	2 884	41 356	21 529
ConocoPhillips Canada Limited	275 474	105 312	256 888	144 814
Duke Energy Empress L.P.	–	92 020	–	101 334
Dynegy Midstream Services, L.P.	116 898	89 769	10 597	49 770
Eastwest Energy Inc.	28 515	9 794	–	–
Elbow River Marketing Limited Partnership	–	21 851	–	68 449
Elbow River Resources Ltd.	78 098	55 531	145 611	45 910
enerkon Resources Canada	218	–	–	–
Factor Energy (U.S.) Inc.	26 239	40 142	–	–
Factor Gas Liquids Inc.	56 778	25 187	7 999	2 365
Ferrell North America	23 835	60 511	s.o.	s.o.
Foster Energy	55 865	3 976	–	–
Gas Supply Resources, Inc.	573 467	911 741	–	–
Inergy Canada Company	13 181	24 558	–	–
Inergy Propane, LLC	60 778	15 050	s.o.	s.o.
Irving Oil Limited	82 684	78 548	–	–
Keyera Energy Ltd.	315 816	282 650	–	–
Kinder Morgan Energy Partners L.P.	24 563	–	–	–
Kinetic Resources (LPG)	687 489	585 895	201 293	188 279
Lakes Gas Co.	20 785	36 764	s.o.	s.o.
Link Petroleum Services Ltd.	14 892	18 978	–	–
MP Energy	177 712	142 575	–	–
MarkWest Hydrocarbon, Inc.	8 058	18 772	–	–
NGL Supply Co. Ltd.	455 754	339 330	117 009	68 786
NGL Supply, Inc.	76 168	74 963	s.o.	s.o.
Northern Petro NGL Marketing	1 429	–	–	–
Petro Canada (U.S.A) Inc.	130 916	34 079	3 736	–
Petrogas Marketing Ltd.	133 182	60 006	17 951	19 028
Pétromont, société en commandite	5 393	4 475	–	–
Plains Marketing Canada L.P.	367 300	271 289	15 707	32 288
Propane Resources	3 968	2 381	–	–
Provident Energy Ltd.	2 414	–	s.o.	s.o.
Quadra Energy Trading Ltd.	68 665	5 192	10 633	7 235
SemStream, L.P.	523 435	434 033	s.o.	s.o.
Shell Canada Limitée	167 482	61 562	91 545	39 434
Stittco Energy Limited	13 235	9 172	–	–
Superior Gas Liquids	–	50 192	–	–
Tidal Energy	43 683	42 824	–	–
Triangle Three Service Ltd.	341	277	s.o.	s.o.
Western Gas Liquids Canada	14 404	5 372	4 229	2 285
Western Petroleum Company	41 327	26 164	s.o.	s.o.
Total	8 785 650	7 517 964	1 839 987	1 621 688

s.o. sans objet

D1. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS – COMPAGNIES (OLÉODUCS) DU GROUPE 1 AYANT CONCLU DES RÈGLEMENTS PLURIANNUELS AVEC DROITS INCITATIFS

2005	Enbridge Pipelines Inc.	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.	Pipelines Trans-Nord Inc.
Exploitation (en milliers de dollars)			
Produits	677 469,0	–	57 145,0
Charges le m³			
Amortissement	105 704,0	–	6 563,0
Combustible et électricité	69 472,0	–	12 215,0
Exploitation et entretien	181 555,0	–	22 918,0
Autres (y compris les impôts)	–	–	5 529,0
Revenu net	170 098,0	–	9 920,0
Statistiques sur le débit			
Débit (m ³ /jour)	307 750 ,0	–	34 295,0
Débit-km (10 ³ m ³ ·km)	90 500 151,0	–	2 851 281,0
Statistiques sur le rendement			
Produits moyens (\$/m ³)	6030,0	–	4 565,0
Produits le m ³ - km (\$)	0,007	–	0,0200
Charges le m ³ - km (\$)	0,006	–	0,0080
Revenu net au-dessus ou en-dessous du seuil des gains (en milliers de dollars)	10 890,0	–	(2 022),0
Incitatifs négociés (en milliers de dollars)	17 227,0	–	–
Autres rajustements (en milliers de dollars)	172 250,0	–	30 001,0

Notes :

Enbridge Pipelines : Le poste Autres (y compris les impôts) comprend les frais d'intérêt, les revenus de placement et autres revenus ainsi que les impôts sur les bénéfices. Le poste Revenu net tient compte de la part revenant aux expéditeurs. Le poste Charges le m³ comprend la somme de l'amortissement, du combustible et de l'électricité, des charges d'exploitation et d'entretien et des autres produits et charges, divisée par le volume par kilomètre. Le poste Incitatifs négociés comprend le montant préliminaire comptabilisé au titre du partage des coûts en fonction du rendement et les économies liées à l'utilisation d'énergie. Le poste Autres rajustements comprend la somme des comptes de report relatifs à la tarification pour l'exercice considéré.

Terasen Pipelines (Trans Mountain) : La société 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.

Trans-Nord : Certaines données sont fondées sur des chiffres réels et des estimations préliminaires. Le poste Exploitation et entretien comprend la somme des charges d'entretien, de transport et d'administration et des autres charges (sauf l'amortissement et l'électricité). Les incitatifs négociés constituent la somme des parts revenant aux expéditeurs de tous les incitatifs. Les chiffres positifs sont soustraits des besoins en produits de l'exercice suivant et les chiffres négatifs y sont ajoutés.

D2. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS – COMPAGNIES (OLÉODUCS) DU GROUPE 1 DONT LES DROITS SONT CALCULÉS EN FONCTION DU COÛT DU SERVICE

2005	Cochin Pipelines Ltd.	Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Besoins en produits (en milliers de dollars)		
Coût de l'endettement	7 917	1 437
Rendement du capital-actions	2 239	7 225
Dividendes sur actions privilégiées	–	–
Amortissement	–	8 463
Combustible et électricité	2 192	957
Salaires et avantages sociaux	2 987	2 345
Exploitation et entretien (autres)	12 033	9 131
Transport par des tiers	–	–
Autres (coûts)	–	103
Impôts sur les bénéfices	342	4 363
Autres impôts	2 019	–
Total	29 728	34 024
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers de dollars) au 31 décembre 2005		
Dette	–	44 712
Actions privilégiées	–	–
Impôts reportés	–	18 223
Actions ordinaires	115 399	76 920
Autres (capitaux)	–	–
Total	115 399	139 855
Rendement du capital-actions (%)		
Approuvé	(voir note en bas de page)	9,46
Réel	1,9	9,46
Base tarifaire du service public (en milliers de dollars) au 31 décembre 2004		
Installations en service - montant net	112 366	129 871
Fonds de roulement	3 032	1 036
Autres (base tarifaire)	–	4 228
Total	115 399	135 135
Débit annuel (10³m³)	3 116	1 309

Notes :

Cochin Pipelines : Coentreprise entièrement financée par des capitaux propres et approuvée selon une méthode fondée sur une base tarifaire semi-dépréciée (BTSO). Cette méthode prévoit une formule pour le rendement du capital-actions (qui oscille entre 5,75 % et 8,25 % de la BTSO, en fonction d'une formule basée sur le débit) et la dette réputée (11 % de [75 % de la valeur résiduelle moyenne des installations en service ajoutée au fonds de roulement moyen]).

Enbridge Pipelines (NW) : Le poste Autres (coûts) comprend les autres produits et l'amortissement des moins-payés des expéditeurs. Le poste Autres impôts correspond aux impôts sur les grandes sociétés. Le total de la capitalisation comprend le solde moyen de l'en-cours de construction de 2005 imputé à la base tarifaire. Le poste Autres (base tarifaire) comprend la part des capitaux propres des moins-payés des expéditeurs pour 1985, ainsi que les stocks et les frais non amortis liés au remboursement d'emprunts et aux émissions.

D3. RENSEIGNEMENTS FINANCIERS – COMPAGNIES (GAZODUCS) DU GROUPE 1

2005	Alliance Pipeline Ltd.	Foothills Pipe Lines Ltd.	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.	TransCanada Pipelines Limited (BC System)	TransCanada Pipelines Ltd. (Réseau principal)	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.	Westcoast Energy Inc.
Besoins en produits (en millier de dollars)							
Coût de l'endettement	116 975	23 125	32 560	7 322	428 019	21 576	—
Rendements du capital-actions	78 748	19 395	29 062	6 135	265 855	14 033	—
Dividendes sur actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—
Amortissement	113 215	43 843	39 451	12 573	404 572	22 568	—
Combustible et électricité	—	8 126	—	2 167	82 808	2 207	—
Salaires et avantages sociaux	—	5 501	3 415	4 359	94 122	558	—
Exploitation et entretien (autres)	51 898	21 800	5 898	8 414	70 132	11 044	—
Charges spéciales	—	2 269	—	—	—	—	—
Transport par des tiers	901	—	—	22 106	316 875	—	—
Recouvrements des frais de l'ONÉ	2 251	3 343	552	3 428	10 509	618	—
Autres (coûts)	(18 960)	1 014	856	—	(17 542)	—	—
Impôt sur les bénéfices	31 894	2 050	18 438	280	198 737	10 547	—
Autres impôts	14 414	12 826	18 639	3 893	118 002	4 320	—
Total	391 336	143 292	148 871	70 677	1 972 089	87 471	643 100
Capitalisation de la base tarifaire (en milliers de dollars) au 31 décembre 2005							
Dette	1 598 677	468 063	591 295	146 748	4 906 876	324 404	1 674
Emprunts autorisés non émis	—	—	—	—	—	—	81
Actions privilégiées	—	—	—	—	—	—	—
Actions ordinaires	—	200 599	226 062	62 892	2 760 119	139 030	957
Capitaux de société en commandite	685 147	1 606	—	—	—	—	—
Autres (capital)	—	—	—	—	—	—	—
Total	2 283 824	670 268	817 357	209 640	7 666 998	463 434	2 713
Rendement du capital-actions (%)							
Approuvé	11,25	9,46	13,00	9,46	9,46	9,46	s.o.
Réel	s.o.	9,46	13,12	9,46	9,67	9,92	11,92

Notes :

Alliance Pipeline : Les données comprennent des estimations préliminaires. Aucune action privilégiée n'a été émise ou n'est en circulation. Le poste Exploitation et entretien (autres) comprend le combustible et l'électricité, ainsi que les salaires et les avantages sociaux. Les capitaux de société en commandite remplacent les actions ordinaires. Le poste Autres (coûts) comprend une charge d'utilisation d'actifs d'Alliance Pipeline LP, des recouvrements en trop et les produits d'un supplément facturé à Taylor Aitken Creek. Le poste Impôts sur les bénéfices comprend les impôts sur les bénéfices et les impôts sur les grandes sociétés.

Foothills Pipe Lines : Le poste Charges spéciales, tel que prescrit par l'ordonnance TG-2-2003. Le poste Autres (coûts) comprend l'amortissement du taux de rendement incitatif. Le poste Autres (capital) comprend le rajustement du taux de rendement incitatif.

Maritimes & Northeast Pipeline : Les données comprennent des estimations préliminaires. Le poste Rendement du capital-actions comprend les revenus de placement et la provision pour fonds utilisés durant la construction.

TransCanada Pipelines Limited (Réseau principal) : Le poste Autres (coûts) comprend les activités d'entreposage, l'intégrité des pipelines et franchise (assurance), le remboursement d'emprunts, le programme de gestion des stocks, les instances réglementaires, l'amortissement financier réglementaire, les réparations et la remise en état de compresseurs et les gains sur le gaz stocké.

Westcoast Energy : Les droits sont fixés à l'aide d'une formule prévue par les règlements négociés lorsque la ventilation des besoins en produits n'est pas pertinente. Données pour les zones 1 à 4.

s.o. sans objet

E1. CERTIFICATS ET PERMIS DÉLIVRÉS EN 2005 RELATIVEMENT À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Aucun certificat ou permis de ce type n'a été délivré en 2005.

E2. ORDONNANCES MODIFICATRICES DÉLIVRÉES EN 2005 RELATIVEMENT À DES LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Aucune ordonnance de ce type n'a été délivrée en 2005.

E3. ORDONNANCES DE RÉVOCATION DÉLIVRÉES EN 2005 À L'ÉGARD DE LIGNES INTERNATIONALES DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Aucune ordonnance de ce type n'a été délivrée en 2005.

E4. LICENCES DÉLIVRÉES EN 2005 RELATIVEMENT À L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ

Aucune licence de ce type n'a été délivrée en 2005.

E5. PERMIS ET ORDONNANCES DÉLIVRÉS EN 2005 RELATIVEMENT À L'EXPORTATION D'ÉLECTRICITÉ A) PERMIS DÉLIVRÉS

Demandeur	N° de permis	Catégorie	Kilowatts	Mégawatt-heures par année	Durée		Délivré le
					Du	Au	
Constellation NewEnergy, Inc.	EPE-264	Garantie	600 000	5 256 000	2005-04-29	2015-04-28	2005-04-26
	EPE-265	Interruptible		1 744 000	2005-04-29	2015-04-28	2005-04-26
Calpine Energy Services Canada Ltd.	EPE-266	Garantie	250 000	2 160 000	2005-05-27	2015-05-26	2005-05-20
	EPE-267	Interruptible		2 160 000	2005-05-27	2015-05-26	2005-05-20
Hydro-Manitoba	EPE-268	Garantie	3 250 000	25 434 000	2005-11-01	2010-10-31	2005-10-27
	EPE-269	Interruptible		25 434 000	2005-11-01	2010-10-31	2005-10-27
TransCanada Energy Ltd.	EPE-270	Garantie	350 000	3 000 000	2005-11-16	2015-11-15	2005-06-17
	EPE-271	Interruptible		3 000 000	2005-11-16	2015-11-15	2005-06-17
Régie de l'hydro-électricité du Manitoba	EPE-273	Garantie	20	60	2005-08-01	2010-07-31	2005-06-06
Lighthouse Energy Trading Company	EPE-272	Garantie	300 000	2 628 000	2005-07-15	2015-07-14	2005-07-15
	EPE-274	Interruptible		1 752 000	2005-07-15	2015-07-14	2005-07-15
Saracen Merchant Energy, LP	EPE-275	Garantie	400 000	1 200 000	2005-08-12	2015-08-11	2005-08-12
	EPE-276	Interruptible		1 500 000	2005-08-12	2015-08-11	2005-08-12
ENMAX Energy Marketing Inc.	EPE-277	Garantie	400 000	3 504 000	2006-01-01	2015-12-31	2005-10-07
	EPE-278	Interruptible		8 760 000	2006-01-01	2015-12-31	2005-10-07
Silverhill Ltd.	EPE-279	Garantie	500 000	4 380 000	2005-12-23	2015-12-22	2005-12-23
	EPE-280	Interruptible		4 380 000	2005-12-23	2015-12-22	2005-12-23

B) ORDONNANCES MODIFICATRICES DE LICENCES ET DE PERMIS D'EXPORTATION DÉLIVRÉES EN 2005

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
Ontario Power Generation Inc.	AO-81-EPE-21	2005-03-24	Suppression d'une convention d'opération
	AO-82-EPE-21	2005-05-26	Ajout d'une convention d'opération
	AO-83-EPE-21	2005-10-19	Suppression d'une convention d'opération
Suez Energy International pour le compte de Suez Energy Marketing NA, Inc.	AO-3-EPE-86	2005-05-25	Changement de dénomination sociale de Tractebel Energy Marketing, Inc. à SUEZ Energy Marketing NA, Inc.
	AO-3-EPE-87	2005-05-25	

C) ORDONNANCES D'ANNULATION DE LICENCES ET DE PERMIS D'EXPORTATION DÉLIVRÉES EN 2005

Demandeur	N° d'ordonnance	Délivrée le	Observations
Reliant Energy, Inc.	RO-EPE-201	2005-04-05	Révoquée à la demande de la société
	RO-EPE-202	2005-04-05	
USGen New England, Inc.	RO-EPE-230	2005-05-11	Révoquée à la demande de la société
	RO-EPE-231	2005-05-11	
Engage Energy US, L.P.	RO-EPE-151	2005-05-24	Révoquée à la demande de la société
	RO-EPE-152	2005-05-24	
El Paso Merchant Energy Group	RO-EPE-103	2005-06-08	Révoquée à la demande de El Paso Merchant Energy Group pour le compte de Sonat Power Marketing L.P. et de Sonat Power Marketing Inc.
	RO-EPE-104	2005-06-08	
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	RO-EPE-135	2005-10-26	Révoquée à la demande de la société
	RO-EPE-136	2005-10-26	
Ontario Power Generation Inc.	RO-AO-5-EPE-21	2005-12-16	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-7-EPE-21	2005-05-11	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-9-EPE-21	2005-11-22	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-14-EPE-21	2005-10-19	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-17-EPE-21	2005-11-22	Suppression de deux conventions d'opération
	RO-AO-20-EPE-21	2005-11-22	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-32-EPE-21	2005-05-11	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-45-EPE-21	2005-12-16	Suppression d'une convention d'opération
	RO-AO-57-EPE-21	2005-12-16	Suppression d'une convention d'opération

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ⁹⁾	Garantie	Interruptible
Nouveau-Brunswick								
Brascan Energy Marketing Inc.	EPE-112	8 760 000	—	64 699	—	—	7 342 026	—
Emera Energy	EPE-216	—	4 800 000 ⁹⁾	—	—	6 864	—	—
	EPE-217	4 800 000	—	615 126	—	—	53 199 218	—
Fraser Paper Inc. (Canada)	EPE-225	400 000	—	341 985	—	—	24 765 947	—
Société d'énergie du Nouveau-Brunswick	EPE-90	6 482 000 ⁹⁾	—	179 879	—	—	14 767 138	—
	EPE-91	—	6 482 000 ⁹⁾	—	1 205 034	—	—	102 058 290
	EPE-148	2 000 000	—	417 365	—	—	29 804 183	—
WPS Canada Generation Inc.	EL-177	200 000	—	130 785	—	—	4 020 083	—
Total Nouveau-Brunswick				1 749 839	1 205 034	6 864	133 898 595	102 058 290
Nouvelle-Écosse								
Brascan Energy Marketing Inc.	EPE-112	8 760 000	—	143	—	—	38 754	—
Nova Scotia Power Inc.	EPE-122	—	1 200 000 ⁹⁾	—	104 282	—	—	8 366 513
Total Nouvelle-Écosse				143	104 282		38 754	8 366 513
Québec								
Brascan Energy Marketing Inc.	EPE-112	8 760 000	—	387 888	—	—	33 749 853	—
Hydro-Québec	EL-180	1 402 000	—	1 030 256	—	—	87 512 471	—
	EL-181	400 000	—	178 760	—	—	14 620 994	—
	EL-182	406 000	—	158 322	—	—	13 042 961	—
	EL-183	540 000	—	280 469	—	—	23 760 260	—
	EL-184	406 000	—	181 875	—	—	15 878 082	—
	EPE-20	27 331	—	1 404	—	—	106 649	—
	EPE-64	—	30 000 000 ⁹⁾	—	7 556 080	—	—	749 082 038
	EPE-65	20 000 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—	—
Marketing D'Énergie HQ Inc.	EPE-129	—	30 000 000 ⁹⁾	—	768 884	—	—	44 451 277
Powerex Corp.	EPE-116	—	40 000 000 ⁹⁾	—	21 189	—	—	1 115 480
Total Québec				2 218 974	8 346 153		188 671 270	794 648 795
Ontario								
Allete, Inc.	EPE-261	600 000	—	24 279	—	—	1 458 617	—
Brascan Energy Marketing Inc.	EPE-112	8 760 000	—	1 003 970	—	—	81 568 054	—
The Canadian Transit Company	EPE-29	50	—	23	—	—	—	—
Cargill-Alliant Energy Canada, Inc.	EPE-204	8 760 000	—	60 282	—	—	4 596 821	—
The Cincinnati Gas & Electric	EPE-257	8 760 000 ⁹⁾	—	48 807	—	—	4 580 359	—
Conectiv Energy Supply Inc.	EPE-212	—	5 000 000	—	204 459	—	—	13 264 795

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)
(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ⁹⁾	Garantie	Interruptible
Constellation Energy Commodities Group, Inc.	EPE-138	–	1 752 000	–	270 914	–	–	17 577 651
Constellation NewEnergy, Inc.	EPE-264	5 256 000	–	613	–	–	59 551	–
Coral Energy Canada Inc.	EPE-174	5 000 000	–	318 238	–	–	20 680 767	–
The Detroit and Windsor Subway Company	EPE-26	5 000	–	1 337	–	–	–	–
Direct Commodities Trading Inc.	EPE-240	–	600 000	–	77 850	–	–	5 909 021
Direct Energy Marketing Inc.	EPE-200	8 760 000	–	69 375	–	–	4 869 348	–
DTE Energy Trading, Inc.	EPE-206	10 000 000	–	1 127 594	–	–	56 350 766	–
EPCOR Merchant and Capital Inc.	EPE-187	6 588 000	–	344 067	–	–	18 658 281	–
Hydro One Networks Inc.	EPE-25	200	–	23	–	–	1 168	–
MAG Energy Solutions Inc.	EPE-255	–	4 380 000 ¹⁾	–	5 970	–	–	467 888
Merrill-Lynch Commodities Canada, ULC	EPE-227	1 200 000	–	200	–	–	15 999	–
Morgan Stanley Capital Group Inc.	EPE-181	1 557 000	–	488	–	–	28 633	–
Northern States Power Company	EPE-235	800 000	–	88 775	–	–	4 890 832	–
Ontario Power Generation Inc. (OPGI)	EPE-24	15 000	–	207	–	–	414	–
OPGI and Ontario Hydro Interconnected Markets Inc.	EPE-21	–	25 000 000	–	2 586 190	238 516	–	181 690 909
Powerex Corp	EPE-116	–	40 000 000 ¹⁾	–	537 510	–	–	39 666 414
Rainbow Energy Marketing Corporation	EPE-263	–	4 380 000	–	1 087	–	–	59 206
Saracen Merchant Energy, LP	EPE-276	–	1 500 000	–	77 025	–	–	5 855 352
Sempra Energy Trading Corp.	EPE-157	8 299 999	–	47 052	–	–	3 732 037	–
SESCO Enterprises Canada Ltd.	EPE-249	600 000	–	38 231	–	–	2 795 789	–
Société indépendante de gestion des marchés de l'électricité	EPE-22	–	10 000 000	–	–	-2 646 569	–	–
Split Rock Energy LLC	EPE-221	600 000	–	364 906	–	–	22 382 349	–
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.	EPE-168	8 760 000	–	1 275 742	–	–	84 661 786	–
WPS Energy Inc.	EPE-250	–	1 752 000	–	6 336	–	–	567 029
Total Ontario				4 814 209	3 767 341	-2 408 053	311 331 571	265 058 265

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)
(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ⁹⁾	Garantie	Interruptible
Manitoba								
Hydro-Manitoba	EL-170*	3 405 000	—	909 872	—	—	44 554 088	—
	EPE-33	883 000	—	42 018	—	—	1 657 883	—
	EPE-34	663 000	—	267 012	—	—	10 323 392	—
	EPE-35	663 000	—	131 974	—	—	7 794 758	—
	EPE-45*	16 650 000 ⁹⁾	—	131 433	—	—	9 578 045	—
	EPE-46*	—	16 650 000 ⁹⁾	—	6 926 549	36 229	—	324 671 685
	EPE-68*	438 000	—	57 866	—	—	2 152 788	—
	EPE-72*	20	—	—	—	—	—	—
	EPE-144	438 000 ⁹⁾	—	200 958	—	—	16 417 580	—
	EPE-155	526 000 ⁹⁾	—	247 198	—	—	14 252 434	—
	EPE-207	878 000	—	413 428	—	—	27 314 603	—
	EPE-224	2 940 000 ⁹⁾	—	1 364 982	—	—	79 803 855	—
	EPE-259	26 352	—	6 389	—	—	373 887	—
	EPE-268	25 434 000	—	35 166	—	—	2 385 701	—
	EPE-269	—	25 434 000	—	1 363 853	5 657	—	83 174 049
	EPE-273	60	—	13	—	—	1 287	—
Total Manitoba				3 808 309	8 290 402	41 886	216 610 301	407 845 734
Saskatchewan								
NorthPoint Energy Solutions Inc.	EPE-88	—	7 008 000 ⁹⁾	—	691 397	—	—	40 643 518
Total Saskatchewan					691 397			40 643 518
Alberta								
ATCO Power Canada et Alberta Power (2000) Ltd.	EPE-93	—	10 600 000 ⁹⁾	—	12 468	—	—	605 285
Cargill-Alliant Energy Canada, Inc.	EPE-204	8 760 000	—	2 929	—	—	120 006	—
Enmax Energy Marketing Inc.	EPE-169*	—	8 760 000	—	18 985	—	—	1 037 452
EPCOR Merchant and Capital Inc.	EPE-186	—	10 541 000	—	22 540	—	—	1 182 249
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.	EPE-168	8 760 000	—	10 992	—	—	615 247	—
TransCanada Energy Ltd.	EPE-78*	—	2 000 000	—	17 732	—	—	925 585
	EPE-271	—	3 000 000	—	40	—	—	3 165
Total Alberta				13 921	71 765		735 253	3 753 736

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)
(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ⁹⁾	Garantie	Interruptible
Colombie-Britannique								
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-105	1 410	—	1 303	—	—	93 447	—
	EPE-127	...(i)	—	—	—	-4 994 435	—	—
	EPE-192	—	...(i)	—	—	366 741	—	—
	Traité ⁹⁾	—	—	—	—	155 982	—	—
FortisBC	EPE-115	5 000 000	—	27 263	—	—	832 907	—
Powerex Corp	EPE-118	—	27 000 000 ⁹⁾	—	7 371 864	—	—	637 231 598
Teck Cominco Metals Ltd.	EPE-244	3 500 000	—	448 013	—	—	37 590 458	—
Total Colombie-Britannique				476 579	7 371 864	-4 471 712	38 516 812	637 231 598
AUTRES ²³⁾								
Abitibi-Consolidated Inc.	EPE-75	—	175 000	—	—	—	—	—
Advantage Energy, Inc.	EPE-222	—	900 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
	EPE-223	600 000	—	—	—	—	—	—
Allete, Inc.	EPE-260	—	600 000	—	—	—	—	—
Aquila Networks Canada (British Columbia) Ltd.	EPE-13	50	—	—	—	—	—	—
	EPE-114	—	5 000 000	—	—	—	—	—
ATCO Power Canada et Alberta Power (2000) Ltd.	EPE-94	10 600 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—	—
Avista Energy, Inc.	EPE-236	—	2 500	—	—	—	—	—
	EPE-237	47 500	—	—	—	—	—	—
Black Oak Capital, LLC	EPE-251	—	4 380 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
	EPE-252	4 380 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—	—
Bonneville Power Administration	EPE-140	—	...(w)	—	—	—	—	—
	EPE-141	...(w)	—	—	—	—	—	—
British Columbia Hydro and Power Authority	EPE-126	—	...(i)	—	—	—	—	—
	EPE-193	...(i)	—	—	—	—	—	—
BP Canada Energy Company	EPE-178	—	5 000 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
	EPE-179	5 000 000	—	—	—	—	—	—
Brascan Energy Marketing Inc.	EPE-111	—	8 760 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
Calpine Energy Services Canada Inc.	EPE-266	2 160 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—	—
	EPE-267	—	2 160 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
Candela Energy Corporation	EPE-165	—	8 760 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
	EPE-166	8 760 000	—	—	—	—	—	—
Cargill-Alliant Energy Canada, Inc.	EPE-203	—	10 000 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—
Chandler Energy Inc.	EPE-100	—	500 000 ⁹⁾	—	—	—	—	—

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)
(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{a)}	Garantie	Interruptible
	EPE-101	500 000 ^{a)}	–	–	–	–	–	–
The Cincinnati Gas & Electric Company	EPE-258	–	8 760 000 ^{a)}	–	–	–	–	–
Citadel Financial Products S.a.r.l.	EPE-253	–	867 000	–	–	–	–	–
	EPE-254	876 000	–	–	–	–	–	–
CMS Marketing, Services and Trading	EPE-161	–	6 310 000 ^{aa)}	–	–	–	–	–
	EPE-162	1 752 000	–	–	–	–	–	–
Columbia Power Corporation	EPE-158	–	750 000 ^{bb)}	–	–	–	–	–
	EPE-159	750 000 ^{bb)}	–	–	–	–	–	–
	EPE-160	200 000	–	–	–	–	–	–
Conectiv Energy Supply Inc.	EPE-213	5 000 000	–	–	–	–	–	–
Consumers Energy Company	EPE-218	–	24 000 000 ^{cc)}	–	–	–	–	–
	EPE-219	16 000 000	–	–	–	–	–	–
Constellation Energy Commodities Group, Inc.	EPE-139	5 256 000 ^{dd)}	–	–	–	–	–	–
Constellation NewEnergy, Inc.	EPE-265	–	1 744 000	–	–	–	–	–
Coral Energy Canada Inc.	EPE-173	–	5 000 000	–	–	–	–	–
The Detroit Edison Company	EPE-205	8 760 000	–	–	–	–	–	–
Direct Energy Marketing Limited	EPE-199	–	8 760 000	–	–	–	–	–
Duke Energy Marketing Canada Corp.	EPE-238	–	2 000 000 ^{ee)}	–	–	–	–	–
	EPE-239	2 000 000	–	–	–	–	–	–
Duke Energy Marketing Canada Ltd.	EPE-135*	–	2 000 000 ^{ff)}	–	–	–	–	–
	EPE-136*	2 000 000 ^{ff)}	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	–	–	–
Emera Energy Inc.	EPE-216	–	4 800 000 ^{gg)}	–	–	–	–	–
	EPE-217	4 800 000	–	–	–	–	–	–
EnCana Energy Services Inc.	EPE-182	–	5 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-183	5 000 000	–	–	–	–	–	–
Engage Energy Canada, L.P.	EPE-96	–	3 000 000 ^{hh)}	–	–	–	–	–
	EPE-97	3 000 000 ^{hh)}	–	–	–	–	–	–
Engage Energy US L.P.	EPE-151*	–	2 234 000	–	–	–	–	–
	EPE-152*	7 508 000	–	–	–	–	–	–
Enmax Energy Marketing Inc.	EPE-170*	3 504 000	–	–	–	–	–	–

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)
(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{o)}	Garantie	Interruptible
	EPE-277	3 504 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-278	–	8 760 000	–	–	–	–	–
EPCOR Merchant and Capital Inc.	EPE-186	–	10 541 000	–	–	–	–	–
Exelon Generation Company, LLC	EPE-214	–	1 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-215	4 380 000	–	–	–	–	–	–
FortisOntario Inc.	EPE-84	656 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-149	250 000 ⁱⁱ⁾	–	–	–	–	–	–
	EPE-150	–	250 000 ⁱⁱ⁾	–	–	–	–	–
Hydro-Québec	EL-185	7 028 000	–	–	–	–	–	–
Independent Electricity Market Operator	EPE-177	–	23 360 000	–	–	–	–	–
Inland Pacific Energy Services, Ltd.	EPE-106	–	2 000 000 ^{kk)}	–	–	–	–	–
	EPE-107	2 000 000 ^{kk)}	–	–	–	–	–	–
Lighthouse Energy Trading Company	EPE-274	–	1 752 000	–	–	–	–	–
	EPE-272	2 628 000	–	–	–	–	–	–
MAG Energy Solutions Inc.	EPE-256	4 380 000 ^{ll)}	–	–	–	–	–	–
Marketing D'Énergie HQ Inc.	EPE-130	30 000 000 ^{l)}	–	–	–	–	–	–
Merrill Lynch Commodities Canada, ULC	EPE-226	–	1 200 000	–	–	–	–	–
Merrill Lynch Commodities, Inc.	EPE-153	–	5 000 000 ^{ll)}	–	–	–	–	–
	EPE-154	5 000 000 ^{ll)}	–	–	–	–	–	–
Mirant Americas Energy Marketing, LP.	EPE-142	–	3 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-143	2 000 000	–	–	–	–	–	–
Montenay Inc.	EPE-228	–	200 000 ^{mm)}	–	–	–	–	–
	EPE-229	200 000	–	–	–	–	–	–
Montwegan International Energia Resorce Inc.	EPE-108	–	8 760 000 ⁿⁿ⁾	–	–	–	–	–
	EPE-109	8 760 000 ⁿⁿ⁾	–	–	–	–	–	–
Morgan Stanley Capital Group Inc.	EPE-180	–	779 000	–	–	–	–	–
	EPE-181	1 557 000	–	–	–	–	–	–
New Brunswick Power Corporation	EPE-28	1 000	–	–	–	–	–	–
New York Power Authority	EPE-246	–	2 000 000 ^{oo)}	–	–	–	–	–
	EPE-247	2 000 000 ^{oo)}	–	–	–	–	–	–
Nexen Marketing	EPE-194	–	5 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-195	5 000 000	–	–	–	–	–	–
Northern States Power Company	EPE-234	–	800 000	–	–	–	–	–
	EPE-235	800 000	–	–	–	–	–	–
NorthPoint Energy Solutions Inc.	EPE-89	7 008 000 ^{o)}	–	–	–	–	–	–

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)
(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{o)}	Garantie	Interruptible
Nova Scotia Power Inc.	EPE-123	1 200 000 ^{o)}	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	–	–	–
Ontario Power Generation Inc. (OPGI)	EPE-110	150	–	–	–	–	–	–
PG&E Energy Trading – Power L.P.	EPE-145	–	5 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-146	5 000 000	–	–	–	–	–	–
Powerex Corp	EPE-117	20 000 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-119	15 000 000	–	–	–	–	–	–
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	–	–	–	–	–	–
Rainbow Energy Marketing Corporation	EPE-262	4 380 000	–	–	–	–	–	–
Reliant Energy Services Canada, Ltd.	EPE-201*	–	5 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-202*	5 000 000	–	–	–	–	–	–
Saracen Merchant Energy, LP	EPE-275	1 200 000	–	–	–	–	–	–
Sempra Energy Trading Corp.	EPE-156	–	8 760 000	–	–	–	–	–
SESCO Enterprises Canada Ltd.	EPE-248	–	600 000	–	–	–	–	–
Silverhill Ltd.	EPE-279	4 380 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-280	–	4 380 000	–	–	–	–	–
Split Rock Energy LLC	EPE-220	–	600 000	–	–	–	–	–
Sonat Power Marketing Inc. et Sonat Power Marketing L.P.	EPE-103*	–	3 500 000 ^{pp)}	–	–	–	–	–
	EPE-104*	3 500 000 ^{pp)}	–	–	–	–	–	–
St. Clair Tunnel Company	EPE-70	6	–	–	–	–	–	–
Teck Cominco Metals Ltd.	EPE-243	–	3 500 000 ⁿⁿ⁾	–	–	–	–	–
	EPE-245	250 000	–	–	–	–	–	–
Tractebel Energy Marketing Inc.	EPE-86*	–	8 760 000 ^{ri)}	–	–	–	–	–
	EPE-87*	8 760 000	–	–	–	–	–	–
TransCanada Energy Ltd.	EPE-79*	1 000 000	–	–	–	–	–	–
	EPE-270	3 000 000	–	–	–	–	–	–
TransCanada Power Marketing Inc.	EPE-184	–	2 000 000	–	–	–	–	–
	EPE-185	2 000 000	–	–	–	–	–	–

E6. EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ EN 2005 (SUITE)

(en mégawattheures)

Exportateur	N° de permis ou de licence	Limite de permis ou de licence		Exportation brute d'énergie			Valeur des exportations (\$)	
		Garantie	Interruptible	Garantie	Interruptible	Échange ^{o)}	Garantie	Interruptible
TransAlta Energy Marketing Corp. et TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.	EPE-167	—	8 760 000 ^{o)}	—	—	—	—	—
UBS AG, London Branch	EPE-98	—	5 000 000 ^{o)}	—	—	—	—	—
	EPE-99	5 000 000 ^{o)}	—	—	—	—	—	—
USGen New England, Inc.	EPE-230*	—	4 380 000 ^{o)}	—	—	—	—	—
	EPE-231*	4 380 000 ^{o)}	—	—	—	—	—	—
Williams Energy Marketing & Trading Canada, Inc.	EPE-208	—	4 000 000	—	—	—	—	—
	EPE-209	4 000 000	—	—	—	—	—	—
Total Canada ^{ww)}				13 081 974	29 848 238	-6 831 015	889 802 556	2 259 606 449

- 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 ou au transit, pour lesquels il n'y a généralement pas de recettes connexes.
- b) Le total des exportations ne doit pas dépasser 4 800 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-217.
- 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.
- d) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-122 et EPE-123 ne doit pas dépasser 1 200 GWh.
- e) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 760 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-112.
- f) Le total des exportations ne doit pas dépasser 30 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-65.
- g) 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 pour le permis EPE-64.
- h) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-129 et EPE-130 ne doit pas dépasser 30 000 000 GWh.
- i) 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.
- j) Le total des exportations ne doit pas dépasser 40 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-117.
- k) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-257 et EPE-258 ne doit pas dépasser 8 760 GWh.
- l) Le total global des exportations annuelles ne doit pas dépasser 438 GWh de 2001 à 2009, et 146 GWh en 2010.
- m) 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.
- n) Le total des exportations ne doit pas dépasser 7 008 GWh moins les quantités exportées en vertu de toute autre autorisation délivrée à Northpoint sauf pour le service frontalier.
- o) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-93 et EPE-94 ne doit pas dépasser 10 600 GWh.
- p) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-266 et EPE-267 ne doit pas dépasser 2 160 GWh.
- q) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 700 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-166.
- r) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-126, EPE-127, EPE-192 et EPE-193 ne doit pas dépasser les limites maximales de transfert des lignes internationales de transport d'électricité.
- s) 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.
- t) Le total des exportations ne doit pas dépasser 27 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-119.
- u) Le total des exportations ne doit pas dépasser 900 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-223.
- v) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-252 et EPE-251 ne doit pas dépasser 4 380 GWh.
- w) Le total des exportations ne doit pas dépasser les limites maximales de transfert des lignes internationales de transport d'électricité situées en C.-B. qui sont directement interconnectées avec celles des États-Unis.
- x) Le total des exportations ne doit pas dépasser 5 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-179.
- y) Le total des exportations ne doit pas dépasser 10 000 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-204.
- z) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-100 et EPE-101 ne doit pas dépasser 500 GWh.
- aa) Le total des exportations ne doit pas dépasser 6 310 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-162.
- bb) Le total global des exportations 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 à compter du 1^{er} juin pour l'année 2002.
- cc) Le total des exportations ne doit pas dépasser 24 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-219.
- dd) Le total des exportations ne doit pas dépasser 5 256 GWh moins toute quantité en sus des 876 GWh exportés en vertu du permis EPE-138.
- ee) Le total des exportations ne doit pas dépasser 2 000 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-239.
- ff) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-135 et EPE-136 ne doit pas dépasser 2 000 GWh.
- gg) Le total des exportations ne doit pas dépasser 4 800 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-217.
- hh) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-96 et EPE-97 ne doit pas dépasser 3 000 GWh.
- ii) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-153 et EPE-154 ne doit pas dépasser 5 000 GWh.
- jj) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-149 et EPE-150 ne doit pas dépasser 250 GWh.
- kk) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-106 et EPE-107 ne doit pas dépasser 2 000 GWh.
- ll) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-255 et EPE-256 ne doit pas dépasser 4 380 GWh.
- mm) Les quantités autorisées en vertu du permis d'exportation EPE-228 doivent être réduites des quantités exportées en vertu du permis EPE-229.
- nn) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-108 et EPE-109 ne doit pas dépasser 8760 GWh.
- oo) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-246 et EPE-247 ne doit pas dépasser 2 000 GWh.

- 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 des exportations ne doit pas dépasser 3 500 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-244.
 rr) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 760 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-87.
 ss) Le total des exportations ne doit pas dépasser 8 760 GWh moins toute quantité exportée en vertu du permis EPE-168.
 tt) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-98 et EPE-99 ne doit pas dépasser 5 000 GWh.
 uu) Le total global des exportations en vertu des permis EPE-230 et EPE-231 ne doit pas dépasser 4 380 GWh.
 vv) Le total global des exportations annuelles ne doit pas dépasser 2 940 GWh en 2005, 4 392 GWh par année pour les années 2006 à 2014 et 1 440 GWh en 2015.
 ww) Ne comprend pas les recettes de 16 252 600 \$ provenant des réserves tournantes, du transport, des installations de location et du transfert pour stockage.
 xx) N'ont pas exporté d'électricité depuis le Canada en 2005.
 * A expiré en 2005.

E7. COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS PAR PROVINCE ^{a)} (en mégawattheures)

Province	Région/État	Exportation ^{b)}	Importation ^{c)}	Exportation Nette ^{b,c)}
Nouvelle-Écosse	Maine	104 282		104 282
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	143		143
	Pennsylvanie		69 297	- 69 297
Total Nouvelle-Écosse		104 425	69 297	35 128
Nouveau-Brunswick	Maine	2 890 174	56 504	2 833 670
	New York	25 143		25 143
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	39 556		39 556
Total Nouveau-Brunswick		2 954 873	56 504	2 898 369
Québec	Maine	768 884	97 295	671 589
	Massachusetts	4 032		4 032
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	3 764 468	686 036	3 078 432
	New York	4 161 662	2 488 584	1 673 078
	Vermont	1 866 081		1 866 081
Total Québec		10 565 127	3 271 915	7 293 212
Ontario	Illinois	1 138	19 136	- 17 998
	Indiana	11 767	887	10 880
	Iowa		600	- 600
	Kansas		253	- 253
	Kentucky		250	- 250
	Massachusetts	59 125	4 623	54 502
	Michigan	1 681 055	4 380 166	-2 699 111
	Minnesota	128 290	2 805 791	-2 677 501
	Missouri	12 281	2 087	10 194
	Nouvelle-Angleterre ^{d)}	78 389		78 389
	New York	6 530 288	926 918	5 603 370
	Dakota du Nord		1 026	- 1 026
	Ohio	48 807	396 514	- 347 707
	Oklahoma		342	- 342
	Pennsylvanie	30 410	247 241	- 216 831
Dakota du Sud		150	- 150	
Texas		3 379	- 3 379	
Total Ontario		8 581 550	8 789 363	- 207 813
Manitoba	DN/Minnesota	11 399 022	230 676	11 168 346
	Minnesota	699 689		699 689
Total Manitoba		12 098 711	230 676	11 868 035
Saskatchewan	Dakota du Nord	691 397	426 913	264 484
Total Saskatchewan		691 397	426 913	264 484

E7. COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRE LE CANADA ET LES ÉTATS-UNIS PAR PROVINCE ^{a)} (SUITE)
(en mégawattheures)

Province	Région/État	Exportation ^{b)}	Importation ^{c)}	Exportation Nette ^{b,c)}
Alberta	Dakota du Nord	925		925
	Minnesota		7 266	- 7 266
	Montana		1 318	- 1 318
	Oregon	3 403		3 403
	Washington	81 358	443 143	- 361 785
	Total Alberta		85 686	451 727
Colombie-Britannique	Alaska	1 303		1 303
	Arizona	97 635	106 049	- 8 414
	Californie	168 192		168 192
	Colorado	28 092	194	27 898
	Idaho	89 112		89 112
	Indiana	1		1
	Iowa	2	220	- 218
	Massachusetts		130	- 130
	Missouri	27		27
	Montana	109 021	98 289	10 732
	Nebraska	306	4 443	- 4 137
	Nevada	404 302	42 720	361 582
	Nouveau-Mexique	126 062	97 762	28 300
	Oregon	4 283 748	445 386	3 838 362
	Utah	41 801	824	40 977
	Washington	2 451 160	5 094 226	-2 643 066
	Wisconsin	68		68
Wyoming	47 611	145 487	- 97 876	
Total Colombie-Britannique		7 848 443	6 035 730	1 812 713
Total		42 930 212	19 332 125	23 598 087

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 LES ÉTATS-UNIS ET LE CANADA PAR RÉGION OU ÉTAT AMÉRICAIN ^{a)}

(en mégawattheures)

Région/État	Province	Exportation ^{b)}	Importation ^{c)}	Exportation Nette ^{b,c)}
Nouvelle-Angleterre				
Maine	Nouveau-Brunswick	2 890 174	56 504	2 833 670
	Nouvelle-Écosse	104 282		104 282
	Québec	768 884	97 295	671 589
Massachusetts	Ontario	59 125	4 623	54 502
	Colombie-Britannique		130	- 130
	Québec	4 032		4 032
Nouvelle Angleterre ^{d)}	Nouveau-Brunswick	39 556		39 556
	Nouvelle-Écosse	143		143
	Ontario	78 389		78 389
	Québec	3 764 468	686 036	3 078 432
Vermont	Québec	1 866 081		1 866 081
Total Nouvelle-Angleterre		9 575 134	844 588	8 730 546
Pennsylvanie	Ontario	30 410	247 241	- 216 831
	Nouvelle-Écosse		69 297	- 69 297
Total Pennsylvanie		30 410	316 538	- 286 128
New York	Nouveau-Brunswick	25 143		25 143
	Ontario	6 530 288	926 918	5 603 370
	Québec	4 161 662	2 488 584	1 673 078
Total New York		10 717 093	3 415 502	7 301 591
Washington	Alberta	81 358	443 143	- 361 785
	Colombie-Britannique	2 451 160	5 094 226	- 2 643 066
Total Washington		2 532 518	5 537 369	- 3 004 851
Centre				
Michigan	Ontario	1 681 055	4 380 166	- 2 699 111
Missouri	Ontario	12 281	2 087	10 194
	Colombie-Britannique	27		27
Indiana	Colombie-Britannique	1		1
	Ontario	11 767	887	10 880
Illinois	Ontario	1 138	19 136	- 17 998
Kentucky	Ontario		250	- 250
Ohio	Ontario	48 807	396 514	- 347 707
Wisconsin	Colombie-Britannique	68		68
Total Centre		1 755 144	4 799 040	- 3 043 896

E8. COMMERCE DE L'ÉLECTRICITÉ ENTRE LES ÉTATS-UNIS ET LE CANADA PAR RÉGION OU ÉTAT AMÉRICAIN^{a)} (SUITE)

(en mégawattheures)

Région/État	Province	Exportation ^{b)}	Importation ^{c)}	Exportation Nette ^{b)d)}
Midwest				
Minnesota	Alberta		7 266	- 7 266
	Manitoba	699 689		699 689
	Ontario	128 290	2 805 791	-2 677 501
Iowa	Ontario		600	- 600
	Colombie-Britannique	2	220	- 218
DN/Minnesota	Manitoba	11 399 022	230 676	11 168 346
Dakota du Nord	Ontario		1 026	- 1 026
	Alberta	925		925
	Saskatchewan	691 397	426 913	264 484
Dakota du Sud	Ontario		150	- 150
Kansas	Ontario		253	- 253
Nebraska	Colombie-Britannique	306	4 443	- 4 137
Oklahoma	Ontario		342	- 342
Texas	Ontario		3 379	- 3 379
Total Midwest		12 919 631	3 481 059	9 438 572
Ouest				
Alaska	Colombie-Britannique	1 303		1 303
Arizona	Colombie-Britannique	97 635	106 049	- 8 414
Californie	Colombie-Britannique	168 192		168 192
Colorado	Colombie-Britannique	28 092	194	27 898
Idaho	Colombie-Britannique	89 112		89 112
Montana	Alberta		1 318	- 1 318
	Colombie-Britannique	109 021	98 289	10 732
Nevada	Colombie-Britannique	404 302	42 720	361 582
New Mexico	Colombie-Britannique	126 062	97 762	28 300
Oregon	Alberta	3 403		3 403
	Colombie-Britannique	4 283 748	445 386	3 838 362
Utah	Colombie-Britannique	41 801	824	40 977
Wyoming	Colombie-Britannique	47 611	145 487	- 97 876
Total Ouest		5 400 282	938 029	4 462 253
Total		42 930 212	19 332 125	23 598 087

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.

FACTEURS DE CONVERSION APPROXIMATIFS

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

