



Instituto Politecnico Nacional
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TI COMAN

SECCION DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACION

**ANÁLISIS DE LAS PROSPECTIVAS DEL SECTOR DEL GAS
NATURAL EN MÉXICO**

T E S I S

PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE
MAESTRO EN CIENCIAS CON ESPECIALIDAD
EN ADMINISTRACIÓN DE HIDROCARBUROS

P R E S E N T A

MARCO ANTONIO REYNA GARCIA

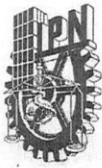
DIRECTOR DE TESIS

DR. MIGUEL GARCÍA REYES



MÉXICO, DF

AGOSTO 2010



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F., siendo las 14:30 horas del día 28 del mes de Septiembre del 2010 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de ESIA-U.Ticomán para examinar la tesis titulada:

"Análisis de las perspectivas del sector del gas natural en México"

Presentada por el alumno:

Reyna
Apellido paterno

García
Apellido materno

Marco Antonio
Nombre(s)

Con registro:

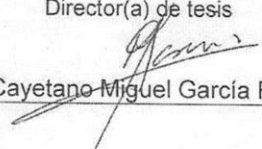
B	0	7	1	5	5	3
---	---	---	---	---	---	---

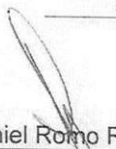
aspirante de: MAESTRIA EN GEOCIENCIAS Y ADMINISTRACION DE LOS RECURSOS NATURALES

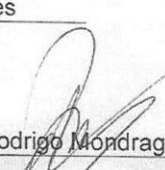
Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.


LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis


Dr. Cayetano Miguel García Reyes

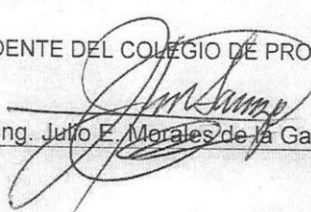

Dr. Daniel Romo Rico


M. en C. Rodrigo Mondragón Guzmán


M. en C. Leobardo Salazar Peña


Dr. Arturo Ortiz Ubilla

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


Ing. Julio E. Morales de la Garza






INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, DF el día 23 del mes Febrero del año 2011, el (la) que suscribe Marco Antonio Reyna García alumno (a) del Programa de Maestría en Geociencias y Administración de los Recursos Naturales con número de registro B071553, adscrito a la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Unidad Ticoman, manifiesta que es autor (a) intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Cayetano Miguel García Reyes y cede los derechos del trabajo intitulado Análisis de las Prospectivas del sector de Gas Natural en México, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección marcoarg_18@hotmail.com. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


Marco Antonio Reyna García

Nombre y firma

ÍNDICE

Índice de cuadros, graficas, mapas, diagramas e imágenes.....	VI
Siglas y Abreviaturas.....	XII
Glosario.....	XIII
Resumen.....	XIV
Abstract.....	XV
Introducción.....	XVI
Capítulo 1. Análisis Prospectivos.....	1
1.1. Exxon Mobil.....	1
1.2. IEA (International Energy Agency)	19
1.3. EIA (Energy Information Administration)	44
Capítulo 2. Mercado del Gas Natural.....	57
2.1. Características del Mercado del Gas Natural.	59
2.1.1 Cadena de Valor.....	60
2.1.2. Regionalización.....	61
2.2. Mercado Internacional de Gas Natural.	65
2.2.1. Consumo.....	65
2.2.2. Reservas.....	69
2.2.3. Producción.....	71
2.2.4. Comercio exterior.....	75
2.2.5. Almacenamiento.....	69
2.2.6. Precio internacional del gas natural.....	81
2.3. Mercado Mexicano de Gas Natural.	83
2.3.1. Consumo.....	83
2.3.2. Reservas.....	94
2.3.3. Producción.....	95
2.3.4. Procesamiento.....	98
2.3.5. Infraestructura de transporte y distribución.....	100
2.3.6. Precios.....	103
2.3.7. Comercio Exterior.....	103
2.3.8. Balance Nacional.....	105
Capítulo 3 Análisis prospectivos de la Secretaria de Energía.....	107
3.1. 2002 - 2011.....	107
3.2. 2003 - 2012.....	111
3.3. 2004 - 2013.....	115
3.4. 2005 - 2014.....	118
3.5. 2006 - 2015.....	122
3.6. 2007 - 2016.....	126
3.7. 2008 - 2017.....	130
3.8. 2009 - 2024.....	135
Capítulo 4. Comparación de las prospectivas.....	140
4.1. Metodologías, situaciones y características de las prospectivas mundiales.....	140
4.1.1. Población.....	141
4.1.2. PIB.....	141

4.1.3. Demanda de Energía.....	142
4.2. Análisis de las perspectivas del Mercado de Gas Natural en México.....	144
4.2.1. Metodologías, situaciones y características de las perspectivas nacionales.....	144
4.2.1.1. Oferta total.....	153
4.2.1.2. Producción Nacional.....	155
4.2.1.3. Importaciones.....	157
4.2.1.4. Demanda Total.....	159
4.2.1.5. Demanda Nacional.....	161
4.2.1.6. Exportaciones.....	163
4.2.1.7. Saldo de la balanza comercial.....	165
4.2.2. Crecimiento del PIB.....	167
4.2.3. Análisis estadístico.....	168
4.3 Conclusiones.....	226
Bibliografía.....	231

Índice de cuadros, graficas, mapas, diagramas e imágenes

Gráficas

Gráfica 1. Uso de Energía Diaria.....	2
Gráfica 2. Satisfaciendo las necesidades básicas.....	4
Gráfica 3. Crecimiento de la población, PIB y demanda de energía.....	5
Gráfica 4. El crecimiento económico maneja la demanda de energía.....	6
Gráfica 5. La eficiencia. Reduciendo la demanda de energía.....	8
Gráfica 6. Demanda global de energía.....	9
Gráfica 7. Demanda residencial-comercial.....	10
Gráfica 8. Demanda global de transporte.....	12
Gráfica 9. Demanda Industrial global.....	13
Gráfica 10. Uso de la electricidad.....	14
Gráfica 11. Oferta y demanda de energía global.....	15
Gráfica 12. Oferta global de líquidos.....	17
Gráfica 13. Balance de la oferta y demanda de gas natural.....	18
Gráfica 14. Población por regiones principales.....	22
Gráfica 15. Ingreso Per cápita por Región.....	23
Gráfica 16. Precios promedio de las importaciones de crudo de la IEA.....	25
Gráfica 17. Demanda mundial de energía primaria por combustible en el escenario 450.....	33
Gráfica 18. Demanda de Biocombustibles por tipo de escenario.....	35
Gráfica 19. Generación mundial de electricidad con fuentes alternas no hidroeléctricas por tipo en el escenario 450.....	36
Gráfica 20. Demanda incremental de electricidad mundial por sector y escenario.....	37
Gráfica 21. Importaciones netas de petróleo en regiones seleccionadas por escenario.....	39
Gráfica 22. Ingresos cumulativos de la exportación de petróleo en la OPEP por escenario.....	40
Gráfica 23. Cambio en la producción de carbón por escenario.....	42
Gráfica 24. Consumo mundial de energía comercializada, 2006-2030.....	45
Gráfica 25. Consumo mundial de energía comercializada por tipo de combustible, 1980-2030.....	46
Gráfica 26. Precios mundiales del petróleo en el IEO2009 y IEO2008 en el caso de referencia, 1980-2030.....	47
Gráfica 27. Producción mundial de líquidos, 2006-2030.....	48
Gráfica 28. Cambio en la producción mundial de gas natural. 2006-2030...	50
Gráfica 29. Generación de electricidad por combustible, 2006-2030.....	52
Gráfica 30. Generación de electricidad por energías renovables.....	54
Gráfica 31. Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 2008	66
Gráfica 32. Precios de los combustibles fósiles 2006, 2007 y 2008.....	67
Grafica 33. Consumo mundial de gas natural, 2008.....	69
Grafica 34. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2008.....	70
Grafica 35. Producción mundial de gas seco, 2008.....	72

Grafica 36. Producción bruta y comercial de gas de la OPEP, 1998-2008...	73
Grafica 37. Producción comercial de gas seco de las principales empresas privadas, 1998-2008.....	74
Grafica 38. Comercio internacional de gas natural 1998-2008.....	76
Grafica 39. Capacidad efectiva instalada de generación eléctrica en México.....	84
Grafica 40. Estructura del consumo de combustibles para el sector eléctrico, 2008.....	85
Gráfica 41. Reservas remanentes totales de gas natural por categoría al 1 de enero del 2009.....	95
Gráfica 42. Producción de gas natural por tipo y porcentaje de gas enviado a la atmósfera ¹ , 1998-2008.....	97
Gráfica 43. Precio promedio nacional al público de gas natural antes de IVA por sector ¹ , 1998-2008 (dólares por millón de BTU).....	103
Gráfica 44. Importaciones de gas natural licuado por país de origen, 2008 (Participación porcentual).....	106
Gráfica 45 Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2002-2011 2010 (millones de pies cúbicos diarios).....	109
Gráfica 46. Importaciones netas de gas natural, 2001-2011 (millones de pies cúbicos diarios)	111
Gráfica 47. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad (millones de pies cúbicos).....	113
Gráfica 48. Importaciones netas de gas natural, 2002-2012 (mpcd).....	114
Gráfica 49. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2003-2013 (mpcd).....	117
Gráfica 50. Saldo del comercio exterior de gas natural (mpcd).....	119
Gráfica 51. Producción de gas natural por tipo de actividad, 2006-2014 (mpcd).....	120
Gráfica 52. Saldo del comercio exterior de gas natural, 2004-2014.....	121
Gráfica 53. Crecimiento de la demanda de gas natural y PIB en México, 2005-2015.....	122
Gráfica 54. Producción de gas natural por tipo, 2007-2015 (mpcd).....	124
Gráfica 55. Saldo del comercio exterior de gas natural, 2005-2015 (mpcd)..	125
Gráfica 56. Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 2006-2016.....	126
Gráfica 57. Producción de gas natural por tipo de subcategoría de proyecto, 2006-2016 (mpcd).....	128
Gráfica 58. Saldo del comercio de gas natural, 2006-2016 (mpcd).....	129
Gráfica 59. Producción de gas natural por categoría de proyectos, 2008-2017 (mpcd).....	131
Gráfica 60. Oferta de gas seco de PGPB, 2008-2017 (mpcd).....	132
Gráfica 61. Comercio exterior de gas natural, 2007-2017 (mpcd).....	133
Gráfica 62. Producción de gas natural por origen 2009-2024.....	136
Gráfica 63. Producción de gas natural por proyectos, 2009-2024.....	137
Gráfica 64. Comercio exterior de gas natural, 2008-2024 (mpcd).....	138
Gráfica 65. Oferta total de gas natural.....	153

Gráfica 66. Producción nacional de gas natural.....	155
Gráfica 67. Importaciones de gas natural.....	157
Gráfica 68. Demanda total de gas natural.....	159
Gráfica 69. Demanda Nacional de gas natural.....	161
Gráfica 70. Exportaciones de gas natural.....	163
Gráfica 71. Saldo de la balanza comercial de gas natural.....	165
Gráfica 72. Oferta Total Prospectiva 2002-2011.....	171
Gráfica 73. Producción nacional. Prospectiva 2002-2011.....	172
Gráfica 74. Importaciones. Prospectiva 2002-2011.....	174
Gráfica 75. Demanda Total. Prospectiva 2002-2011.....	175
Gráfica 76. Demanda Nacional. Prospectiva 2002-2011.....	177
Gráfica 77. Exportaciones. Prospectiva 2002-2011.....	178
Gráfica 78. Balanza Comercial. Prospectiva 2002-2011.....	180
Gráfica 79. Oferta Total Prospectiva 2003-2012.....	181
Gráfica 80. Producción nacional. Prospectiva 2003-2012.....	183
Gráfica 81. Importaciones. Prospectiva 2003-2012.....	184
Gráfica 82. Demanda Total. Prospectiva 2003-2012.....	186
Gráfica 83. Demanda Nacional. Prospectiva 2003-2012.....	187
Gráfica 84. Exportaciones. Prospectiva 2003-2012.....	189
Gráfica 85. Balanza Comercial. Prospectiva 2003-2012.....	191
Gráfica 86. Oferta Total Prospectiva 2004-2013.....	192
Gráfica 87. Producción nacional. Prospectiva 2004-2013.....	194
Gráfica 88. Importaciones. Prospectiva 2004-2013.....	195
Gráfica 89. Demanda Total. Prospectiva 2004-2013.....	197
Gráfica 90. Demanda Nacional. Prospectiva 2004-2013.....	198
Gráfica 91. Exportaciones. Prospectiva 2004-2013.....	200
Gráfica 92. Balanza Comercial. Prospectiva 2004-2013.....	202
Gráfica 93. Oferta Total Prospectiva 2005-2014.....	203
Gráfica 94. Producción nacional. Prospectiva 2005-2014.....	205
Gráfica 95. Importaciones. Prospectiva 2005-2014.....	206
Gráfica 96. Demanda Total. Prospectiva 2005-2014.....	208
Gráfica 97. Demanda Nacional. Prospectiva 2005-2014.....	209
Gráfica 98. Exportaciones. Prospectiva 2005-2014.....	211
Gráfica 99. Balanza Comercial. Prospectiva 2005-2014.....	213
Gráfica 100. Oferta Total Prospectiva 2006-2015.....	214
Gráfica 101. Producción nacional. Prospectiva 2006-2015.....	216
Gráfica 102. Importaciones. Prospectiva 2006-2015.....	217
Gráfica 103. Demanda Total. Prospectiva 2006-2015.....	219
Gráfica 104. Demanda Nacional. Prospectiva 2006-2015.....	220
Gráfica 105. Exportaciones. Prospectiva 2006-2015.....	222
Gráfica 106. Balanza Comercial. Prospectiva 2006-2015.....	234

Tablas

Tabla 1. Crecimiento de la población por Región.....	21
Tabla 2. Crecimiento del PIB Real por región.....	23
Tabla 3. Asunciones de los precios de los combustibles fósiles en el escenario de Referencia.....	24
Tabla 4. Demanda mundial de energía primaria por combustible en el Escenario 450.....	32
Tabla 5. Importaciones de gas natural por regiones y escenario.....	41
Tabla 6. Consumo mundial de energía primaria	65
Tabla 7. Principales empresas petroleras por nivel de producción de gas...	75
Tabla 8. Exportaciones de GNL, 1998-2008.....	78
Tabla 9. Importaciones de GNL, 1998-2008.....	79
Tabla 10. Capacidad mundial de almacenamiento de gas natural a 2008...	81
Tabla 11. Precios internacionales del gas natural, 1998-2008.....	82
Tabla 12. Consumo mensual de gas natural por sector en 2008.....	83
Tabla 13. Demanda nacional de combustibles en el sector Industrial, 1998-2008.....	86
Tabla 14. Demanda de gas natural por grupos de ramas y del sector industrial, 1998-2008.....	87
Tabla 15. Consumo de gas natural del sector petrolero, 1998-2008.....	87
Tabla 16. Demanda nacional de combustibles en el sector petrolero, 1998-2008.....	88
Tabla 17. Consumo de gas natural y elaboración de petroquímicos de PPQ, 1998-2008.....	89
Tabla 18. Consumo de combustibles en los sectores residencial y servicios, 1998-2008.....	90
Tabla 19. Consumo Degas natural y gas LP en los sectores residenciales y servicios, 1998-2008.....	91
Tabla 20. Consumo Regional de gas natural por estado, 1998-2008.....	93
Tabla 21. Reservas remanentes totales de gas natural, 1999-2009.....	94
Tabla 22. Producción y distribución de gas natural en PEP. 1998-2008.....	98
Tabla 23. Proceso de gas natural, producción de gas seco y gas directo de campos, 1998-2008.....	98
Tabla 24. Oferta nacional de gas natural, 1998-2008.....	99
Tabla 25. Oferta y demanda de gas natural, 1998-2008.....	100
Tabla 26. Situación de los permisos de distribución de gas natural al quinquenio correspondiente por región.....	102
Tabla 27. Balance nacional de gas natural, 1998-2008 (millones de pies cúbicos diarios).....	106
Tabla 28. Demanda nacional de gas natural por sector 2002-2011 (millones de pies cúbicos diarios).....	108
Tabla 29. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2000-2010 (millones de pies cúbicos diarios).....	110
Tabla 30. Balance nacional de gas natural, 2002-2011.....	111
Tabla 31. Demanda de gas natural por sector, 2002-2012 (millones de pies	113

cúbicos diarios).....	
Tabla 32. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2002-2012.....	114
Tabla 33. Balance Nacional de Gas Natural 2002-2012.....	115
Tabla 34. Demanda de gas natural por sector, 2003-2013 (mpcd).....	116
Tabla 35. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB (mpcd).....	117
Tabla 36. Balance Nacional de Gas Natural, 2003-2013.....	118
Tabla 37. Demanda de gas natural por sector, 2004-2014 (mpcd).....	119
Tabla 38. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2004-2014 (mpcd).....	120
Tabla 39. Balance nacional de gas natural, 2004-2014.....	121
Tabla 40. Demanda de gas natural por sector, 2005-2015 (mpcd).....	123
Tabla 41. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2005-2015 (mpcd).....	124
Tabla 42. Balance nacional de gas natural, 2005-2015.....	125
Tabla 43. Demanda de gas natural por sector, 2006-2016 (mpcd).....	127
Tabla 44. Balance nacional de gas natural, 2006-2016.....	129
Tabla 45. Demanda de gas natural por sector, 2007-2017 (mpcd).....	130
Tabla 46. Balance nacional de gas natural, 2007-2017.....	134
Tabla 47. Demanda de gas natural por sector, 2008-2024 (mpcd).....	135
Tabla 48. Balance nacional de gas natural, 2008-2024. (Millones de pies cúbicos diarios).....	139
Tabla 49. Proyección de la población mundial.....	141
Tabla 50. Proyección del PIB mundial.....	142
Tabla 51. Proyección de la población mundial.....	143
Tabla 52. Oferta total de gas natural.....	154
Tabla 53. Producción nacional de gas natural.....	156
Tabla 54. Importaciones de gas natural.....	158
Tabla 55. Demanda total de gas natural.....	160
Tabla 56. Demanda Nacional de gas natural.....	162
Tabla 57. Exportaciones de gas natural.....	164
Tabla 58. Saldo de la balanza comercial de gas natural.....	166
Tabla 59. Crecimiento histórico del PIB.....	167
Tabla 60. Oferta Total Prospectiva 2002-2011.....	171
Tabla 61. Producción nacional. Prospectiva 2002-2011.....	173
Tabla 62. Importaciones. Prospectiva 2002-2011.....	174
Tabla 63. Demanda Total. Prospectiva 2002-2011.....	176
Tabla 64. Demanda Nacional. Prospectiva 2002-2011.....	177
Tabla 65. Exportaciones. Prospectiva 2002-2011.....	179
Tabla 66. Balanza Comercial. Prospectiva 2002-2011.....	180
Tabla 67. Oferta Total Prospectiva 2003-2012.....	182
Tabla 68. Producción nacional. Prospectiva 2003-2012.....	183
Tabla 69. Importaciones. Prospectiva 2003-2012.....	185
Tabla 70. Demanda Total. Prospectiva 2003-2012.....	186
Tabla 71. Demanda Nacional. Prospectiva 2003-2012.....	188
Tabla 72. Exportaciones. Prospectiva 2003-2012.....	190
Tabla 73. Balanza Comercial. Prospectiva 2003-2012.....	191

Tabla 74. Oferta Total Prospectiva 2004-2013.....	193
Tabla 75. Producción nacional. Prospectiva 2004-2013.....	194
Tabla 76. Importaciones. Prospectiva 2004-2013.....	196
Tabla 77. Demanda Total. Prospectiva 2004-2013.....	197
Tabla 78. Demanda Nacional. Prospectiva 2004-2013.....	199
Tabla 79. Exportaciones. Prospectiva 2004-2013.....	201
Tabla 80. Balanza Comercial. Prospectiva 2004-2013.....	202
Tabla 81. Oferta Total Prospectiva 2005-2014.....	204
Tabla 82. Producción nacional. Prospectiva 2005-2014.....	205
Tabla 83. Importaciones. Prospectiva 2005-2014.....	207
Tabla 84. Demanda Total. Prospectiva 2005-2014.....	208
Tabla 85. Demanda Nacional. Prospectiva 2005-2014.....	210
Tabla 86. Exportaciones. Prospectiva 2005-2014.....	212
Tabla 87. Balanza Comercial. Prospectiva 2005-2014.....	213
Tabla 88. Oferta Total Prospectiva 2006-2015.....	215
Tabla 89. Producción nacional. Prospectiva 2006-2015.....	216
Tabla 90. Importaciones. Prospectiva 2006-2015.....	218
Tabla 91. Demanda Total. Prospectiva 2006-2015.....	219
Tabla 92. Demanda Nacional. Prospectiva 2006-2015.....	221
Tabla 93. Exportaciones. Prospectiva 2006-2015.....	223
Tabla 94. Balanza Comercial. Prospectiva 2006-2015.....	224

Diagramas

Diagrama 1. Tipos de gas Natural.....	58
---------------------------------------	----

Mapas

Mapa 1. Regionalización del Gas.....	62
Mapa 2. Comercio Internacional de gas durante 2009.....	63
Mapa 3. Reservas mundiales de gas natural.....	64
Mapa 4. Consumo regional de gas natural en 2008.....	68
Mapa 5. Distribución de las reservas probadas de gas seco, 2008.....	71
Mapa 6. Terminales de licuefacción y regasificación de GNL hasta 2008....	77
Mapa 7. Regionalización del mercado de gas natural.....	92
Mapa 8. Extracción de gas natural por región, 2008.....	96
Mapa 9. Red de ductos y centros procesadores de gas.....	99
Mapa 10. Distribución de las estaciones de compresión de gas natural, 2008.....	101
Mapa 11. Capacidad de las interconexiones de gas natural con Estados Unidos (millones de pies cúbicos diarios).....	104

Siglas y Abreviaturas

BTU. Unidades Térmicas Británicas

CFE. Comisión Federal de Electricidad

CRE. Comisión Reguladora de Energía

CSM. Contratos de Servicios Múltiples

EIA. Energy Information Administration

FMI. Fondo Monetario Internacional

GNC. Gas natural comprimido

GNL. Gas natural licuado

IEA. International Energy Agency

IEO. International Energy Outlook

LFC. Luz y Fuerza del Centro

Mpcdgne. Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente

Mtpce. Millones de Toneladas de petróleo crudo equivalente

MW. Megawatt

Mtce. Millones de toneladas de carbón equivalente

OECD. Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

PEMEX. Petróleos Mexicanos

PEP. Pemex Exploración y Producción

PEG. Programa Estratégico de Gas

PGPB. Pemex Gas y Petroquímica Básica

PIB. Producto Interno Bruto

PIE. Productor Independiente de Energía

PPQ. Pemex petroquímica básica

PR. Pemex Refinería

SENER. Secretaria de Energía

SNG. Sistema Nacional de Gasoductos

TMCA. Tasa media de crecimiento anual

TWH. Terawatts

VPM. Ventas de primera mano

WTI. West Texas Intermediate

Glosario

Bombeo Neumático. Consiste en inyectar gas a alta presión entre la columna aisladora y la tubería. Este procedimiento se suele comenzar a aplicar antes de que la producción natural cese completamente.

Capacidad efectiva instalada disponible: Suma de las capacidades autorizadas por la CRE a permisionarios que se encuentran operando bajo las distintas modalidades permitidas por el marco legal vigente, así como por la capacidad efectiva para el servicio público de energía eléctrica

Cogeneración. Procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil.

Costo Marginal. Variación en el costo total, ante el aumento de una unidad en la cantidad producida, es decir, es el costo de producir una unidad adicional.

Desviación Estándar. Esta medida nos permite determinar el promedio aritmético de fluctuación de los datos respecto a su punto central o media.

Gas Asociado. Gas que se extrae junto con el petróleo crudo y contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas.

Gas Húmedo. Gas que está mezclado con otros hidrocarburos líquidos; se dice que se halla en estado saturado.

Gas no Asociado. Es el que se encuentra en campos exclusivos de gas natural.

Gas Seco. Gas constituido por los hidrocarburos menos pesados

Henry Hub. Es el punto de fijación de precios futuros del gas natural para los contratos negociados en el New York Mercantile Exchange (NYMEX). Es un punto sobre el sistema de tubería de gas natural en Erath, Louisiana

Reservas Probadas. Cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza que serán recuperables comercialmente.

Reservas remanentes. Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica

Varianza. Medida de su dispersión definida como la esperanza del cuadrado de la desviación de dicha variable respecto a su media.

Resumen

Este trabajo, tiene como finalidad determinar el grado de confiabilidad de las prospectivas de la Secretaría de Energía, en materia de gas natural en nuestro país. Para ello, primeramente se realizó un análisis de las prospectivas mundiales en materia energética, por parte de tres instituciones reconocidas internacionalmente, las cuales son: la compañía energética ExxonMobil, la International Energy Agency perteneciente a la OECD y la Energy Information Administration del gobierno de los Estados Unidos, esto para determinar el comportamiento de las tendencias futuras a nivel mundial de la oferta y demanda de energía, población y crecimiento económico.

Después se realizó un análisis del mercado nacional del gas natural en México, lo cual nos permitió, identificar las características, variables, y necesidades de nuestro país en materia de este hidrocarburo. Para posteriormente centrarse, en el análisis de las proyecciones realizadas en la SENER, del 2001 Al 2009, permitiendo comparar las variables y comportamientos de la oferta y demanda en nuestro país.

Para concluir se efectuó un análisis estadístico a las prospectivas del 2001 al 2006, mediante el uso de la regresión polinomial y construcción de intervalos de confianza, lo cual permitió, determinar con un nivel de confianza del 95% que las prospectivas son consideradas como no confiables. Con base a este resultado, se propone una serie de propuestas, para mejorar la inadecuada planeación estratégica de gas natural en nuestro país.

Abstract

This study aims to determine the precision degree of the prospects of the Secretary of Energy, in matter of natural gas in our country. For this, first we performed a prospective analysis of global energy issues, by three internationally recognized institutions, which are: the energy company ExxonMobil, the International Energy Agency belonging to the OECD and the Energy Information Administration of government United States, to determine the behavior of future global trends in supply and demand of energy, population and economic growth.

After this, an analysis of Mexico's national natural gas market was realized, which allowed, to identify the characteristics, variables, and needs of our country in matter of this hydrocarbon. Later to concentrate, in the analysis of the projections realized in the SENER, from the 2001 to the 2009, allowing comparing the variables and behaviors of the supply and it demands in our country.

In order to conclude a statistic analysis to the forecasts from the 2001 to the 2006 took place, by means of the use of the polynomial regression and construction of confidence intervals, which allowed, determining with a level of confidence of 95% that the forecasts are considered like non reliable. With base to this result, a series of proposals sets out, to improve the inadequate natural gas strategic planning in our country.

Introducción

La energía es una columna fundamental para cada país para su correcto y próspero desarrollo, la cual ayuda a la sociedad a satisfacer sus múltiples necesidades como la energía eléctrica, los combustibles para los automóviles, embarcaciones, aviones, calefacción, cocción de los alimentos etc.

Por ello, es primordial para todos los países, el tener una adecuada planeación de los recursos con los cuales posee y los que necesita. Parte de esta planeación, es asegurar un fiable aseguramiento de los recursos que necesitara a futuro.

En este sentido, las naciones e instituciones reconocidas, con el afán de prever el porvenir, realizan proyecciones energéticas para determinar las necesidades de la sociedad que necesitaran ser llenadas a futuro, lo cual los lleva a la elaboración de modelos estadísticos para la realización de los pronósticos.

México no es la excepción, nuestro país a través de la Secretaria de Energía, realiza prospectivas del sector energético del gas LP, gas natural, petróleo, petrolíferos y electricidad; las cuales son las guías utilizadas por nuestro gobierno para su política energética.

Por ello es de vital importancia que la Secretaria Energía, en sus proyecciones, desarrolle un modelo con variables que verdaderamente representen más fielmente a la realidad, ya que si no se calculan con la mayor precisión, los datos pronosticados pueden alejarse de la realidad y llevar al gobierno de México a tomar malas decisiones en materia energética.

La problemática del país es que no cuenta con una adecuada planeación a futuro de los recursos energéticos, ya que sus resultados distan de la realidad, lo

cual ha llevado al gobierno a una mala planeación, especialmente en gas natural, ya que actualmente somos importadores de dicho recurso.

Es de vital importancia que México pueda solucionar este problema, porque a pesar de que somos importadores, se contempla que el consumo de gas natural en nuestro país aumente en los próximos años, principalmente en el uso de plantas de ciclo combinado para la generación de la electricidad.

Capítulo 1 Análisis Prospectivos

En este primer capítulo, se analizarán algunas prospectivas energéticas a nivel mundial, por parte de tres entidades reconocidas a nivel internacional, las cuales son ExxonMobil, International Energy Agency y la Energy Information Administration, con el fin de poder vislumbrar un panorama general en cuanto a la tendencia energética de la oferta y demanda global.

Es importante el análisis de las prospectivas, ya que estas, nos permiten el poder pronosticar hacia el futuro y de alguna manera poder anticiparnos a él. Las prospectivas nos dan la pauta, para llevar a cabo una planeación adecuada hacia futuro, no solo para ser reactivos ante las situaciones energéticas posteriores, sino para prever y construir en la actualidad las necesidades energéticas futuras.

1.1. ExxonMobil

Consumo de Energía

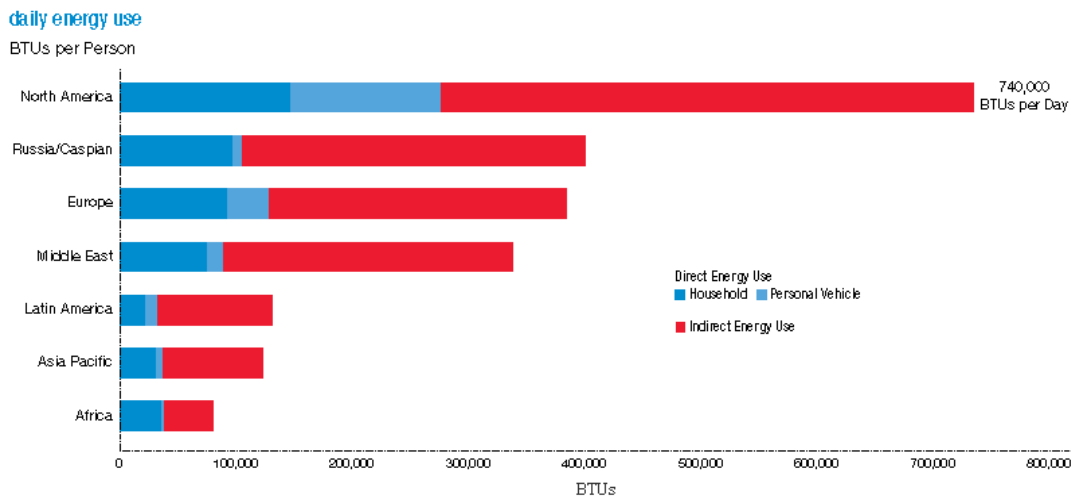
La energía que consumimos diariamente se divide en dos partes, una es la energía que consumimos directamente como es la que utilizamos para las actividades en el hogar, vehículos y combustibles utilizados para la generación de la electricidad para el hogar.

Además está el consumo indirecto que incluye energía requerida para los edificios (escuelas, hospitales, tiendas, etc.), transporte comercial (camiones, aviones, trenes) e industria (manufactura, químicos, acero).

Hoy en día, el uso de energía por persona varía enormemente alrededor del mundo, pero en promedio es de 200,000 BTUs diarios.⁵¹

⁵¹ Basado en un consumo promedio mundial per capita

Gráfica 1. Uso de Energía Diaria



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil, 2009.

Como se observa en la gráfica anterior, el consumo indirecto de energía es de alrededor, de dos tercios del consumo total de energía de cada región del mundo.

En las diferentes maneras para resolver los retos energéticos, no sólo se debe considerar la energía que se utiliza en nuestra vida diaria, sino también, la que se utiliza, detrás de escena para hacer posibles nuestras vidas.

El futuro de la energía está directamente ligado al desarrollo de la humanidad y a la prosperidad de las personas.

Necesidades

En los últimos 150 años la evolución de la energía y la tecnología ha posibilitado a la población en países desarrollados lograr un estilo de vida en el cual el acceso a la energía, tanto como en el hogar, trabajo, transporte, es en gran medida dado por hecho. En estos países el reto es garantizar la suficiente energía fiable y accesible para continuar satisfaciendo sus necesidades energéticas.

En algunas partes del mundo, el reto es por mucho más básico. Globalmente, alrededor de 1.5 billones de personas carecen de acceso a la electricidad.

Alrededor de 2.5 billones de personas, cerca del 40% de la población mundial, utilizan madera u otros tipos de biomasa como combustibles.⁵²

Obtener acceso a la energía representa esperanza y oportunidad. Esto significa mejorar el transporte, incrementar el comercio, expandir la industria, un mejor acceso a servicios de salud y otros servicios sociales, todo esto ayuda a crear empleo y ayuda a disminuir la pobreza.

ExxonMobil en su prospectiva Outlook for Energy. A view to 2030, considera importante tomar en cuenta este “vacío energético” y la energía potencial para elevar el nivel de vida y mejorar las comunidades en países desarrollados y no desarrollados por igual.

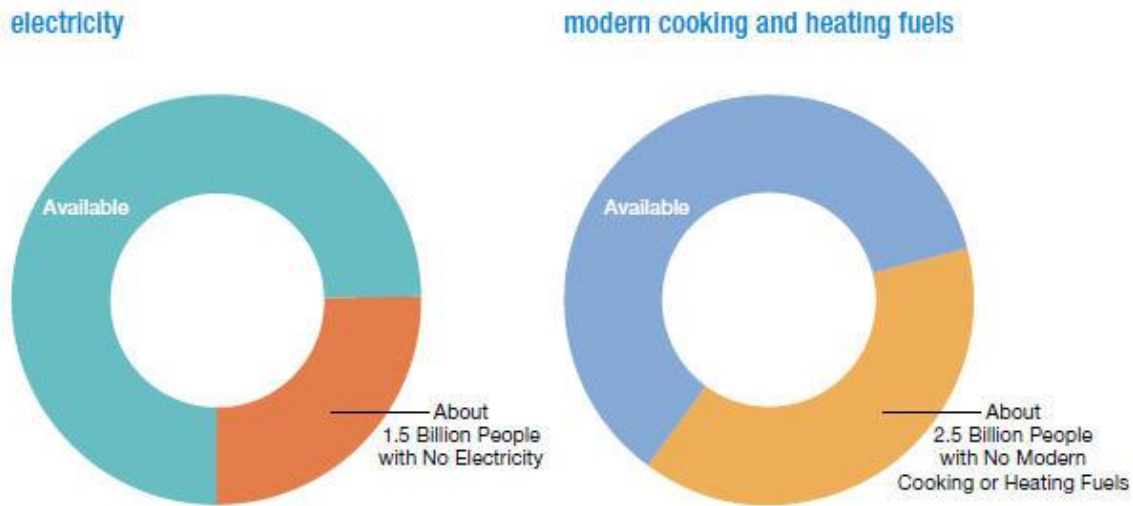
En promedio una ciudad de 1 millón de personas de la OECD necesita:

- La energía de 17,580 focos de 100 watts cada segundo
- 1000 galones de petróleo por minuto
- 150 toneladas de carbón cada hora
- La energía de 759,456,000 televisores cada día
- 500,000 autos que utilizan 500,000 galones de petróleo cada día⁵³.

⁵² ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030.

⁵³ Ibid

Gráfica 2. Satisfaciendo las necesidades básicas



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil, 2009.

Demanda de energía

ExxonMobil, en su prospectiva energética, empieza analizando la perspectiva económica, porque la actividad económica, junto con el crecimiento de la población, es un impulsor fundamental de la demanda de energía.

Mientras la recesión se espera que produzca una contracción del 2% en el PIB mundial en 2009, el crecimiento económico regresara, y lo hará a una tasa pre recesión. De hecho, del 2005 a 2030, se observara una PIB global expandiéndose en tasa promedio anual de 2.7%⁵⁴.

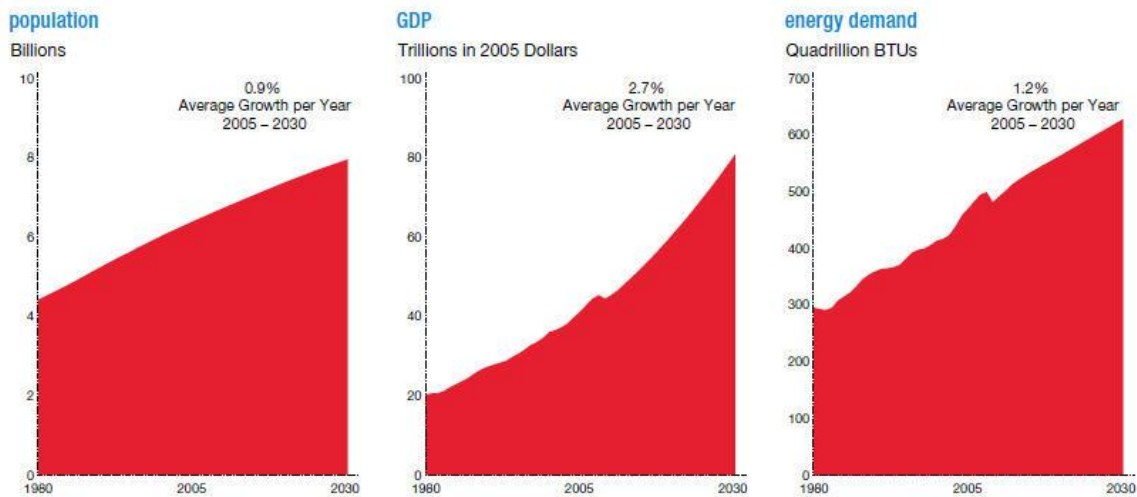
Al mismo tiempo, la población mundial se espera que aumente de 6.7 billones a casi 8 billones. No solo el crecimiento de la población creara una nueva demanda de energía para uso personal, sino también, la energía consumida indirectamente, la que se utiliza para toda la sociedad y la economía.

⁵⁴ ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030

Juntos, población y el crecimiento económico al 2030 continuarán impulsando la demanda de energía global.

Se espera que la demanda de energía global aumente en una tasa promedio anual de 1.2% hacia el 2030, mientras que el mundo usará 35% más energía que la que utilizó en 2005.⁵⁵

Gráfica 3. Crecimiento de la población, PIB y demanda de energía.



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil, 2009.

Crecimiento económico

Para comprender completamente la perspectiva energética en las siguientes décadas, se necesita examinar que está pasando en países de la OECD y en los No OECD.

Hacia el 2030, las economías de los países No OECD, aun relativamente pequeñas, crecerán a una tasa mucho más rápida que los países OECD, Para 2030, estas economías en desarrollo habrán llegado cerca del 60% de la producción de la OECD.

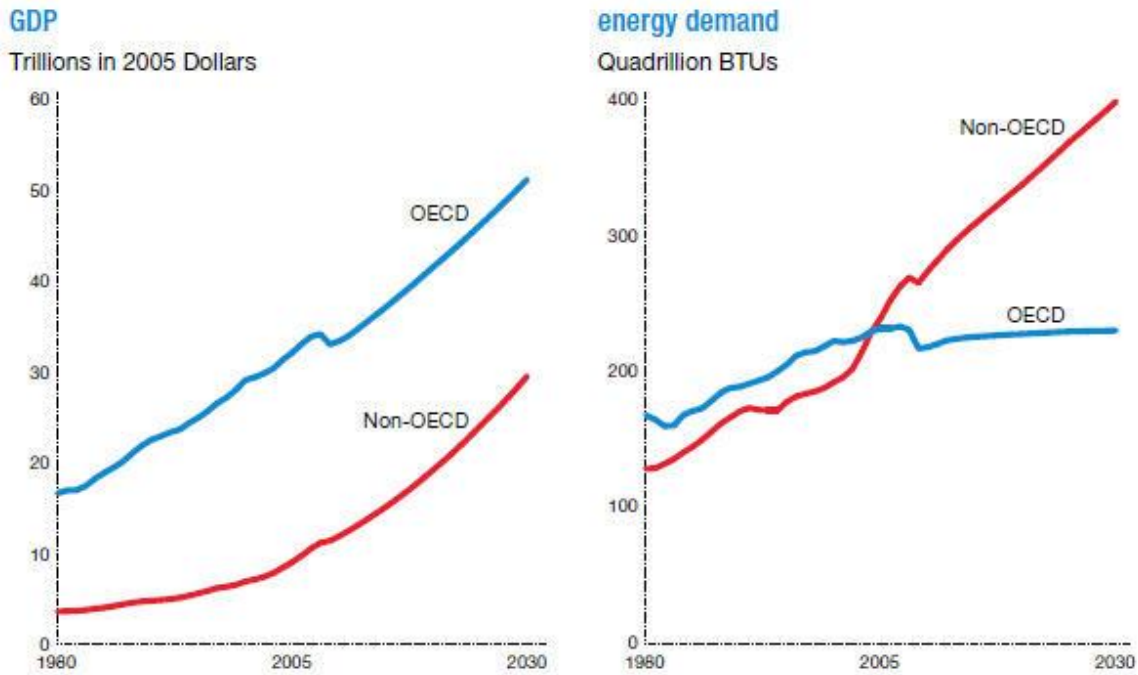
⁵⁵ ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030.

En países No OECD, la demanda de energía crecerá 65%. Sin embargo, incluso con este rápido crecimiento, la demanda energética per cápita en estos países, seguirá siendo mucho más pequeña que en la OECD.

Por el contrario, en países OECD, la demanda de energía se espera que sea ligeramente menor en 2030 que en 2005, incluso a pesar de que sus economías serán en promedio 50% más grande que en 2005.

La razón principal para esto es la eficiencia. En países No OECD, también se observa un mejoramiento en la eficiencia, pero un crecimiento más rápido en el PIB y en ingresos personales, continuarán impulsando la demanda.

Gráfica 4. El crecimiento económico maneja la demanda de energía.



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Eficiencia

El mundo avanza para llegar a ser más eficiente en la energía. Del año 1980 al 2000, la energía que se necesitaba para producir una unidad del PIB, se redujo en un promedio anual de 1.2%. Esto debido a varias razones, incluyendo el uso de nuevas tecnologías ahorradoras de energía.

Se espera una mayor eficiencia para acelerar entre el 2005 y 2030, la tendencia histórica de energía por PIB, en una disminución global anual en promedio de una tasa de 1.5%.

Este rápido ritmo será impulsado por altos costos de energía, regulaciones por parte de los gobiernos, avances tecnológicos y costos esperados de emisiones de CO₂ en países OECD.

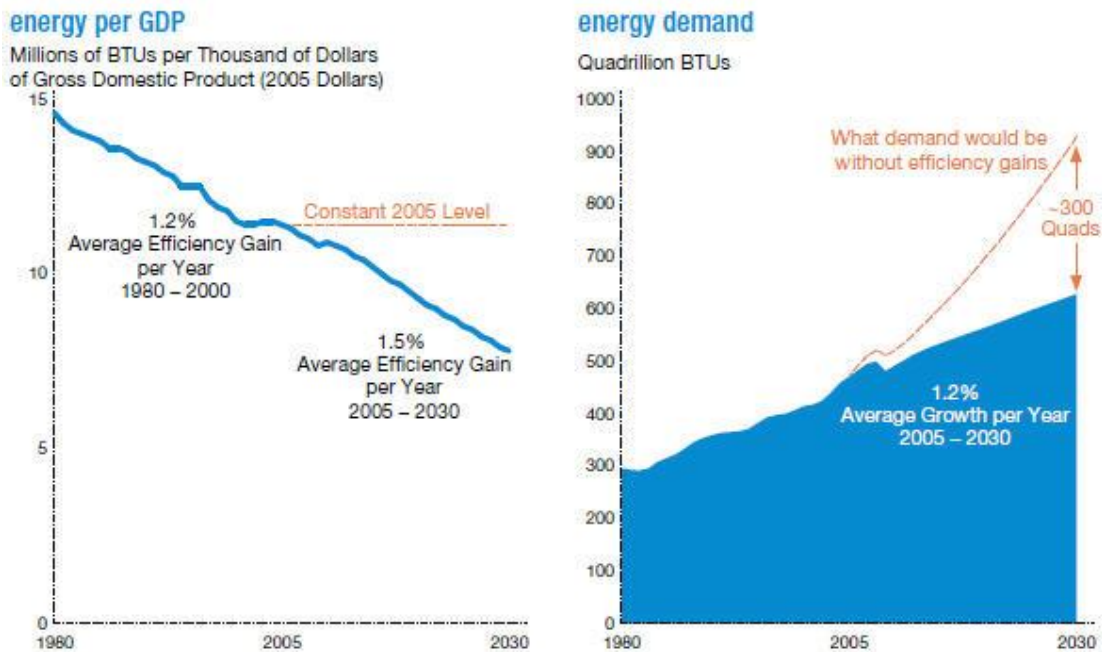
Mejorando la eficiencia a esta tasa se ahorrara un significativo aumento de la energía.

Hacia el 2030, se espera que la demanda global de energía crecerá en promedio 1.2%.⁵⁶ Para observar el impacto de la eficiencia energética en la curva del crecimiento de la energía-demanda, se tomara el caso donde la economía mundial crece en lo proyectado (2.7%) hacia el 2030, pero la eficiencia se mantiene a niveles del 2005. En este caso, la demanda global de energía en 2030 no sería 35% más alta que en 2005, si no, que sería 95% más alta. En otras palabras, el incremento en la eficiencia energética hacia el 2030, reducirá el crecimiento de la demanda de energía en aproximadamente 65%.

Con respecto a esto, la mayor fuente de energía en el futuro será encontrar la manera de usar la energía más eficientemente.

⁵⁶ ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030.

Gráfica 5. La eficiencia. Reduciendo la demanda de energía.



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Crecimiento global de la energía

Desglosadas en las cuatro principales sectores de uso final, la más grande demanda de energía viene del sector de generación de energía. El sector transporte esta en tercer lugar, después del sector Industrial, el cual representa a las manufactureras, acereras y de otros propósitos industriales. El sector residencial y comercial es el que demanda menos energía.

La generación de energía no sólo es el sector que demanda más energía, sino también el de más rápido crecimiento. Hacia el 2030, este sector representara el 55% del crecimiento total en la demanda de energía.

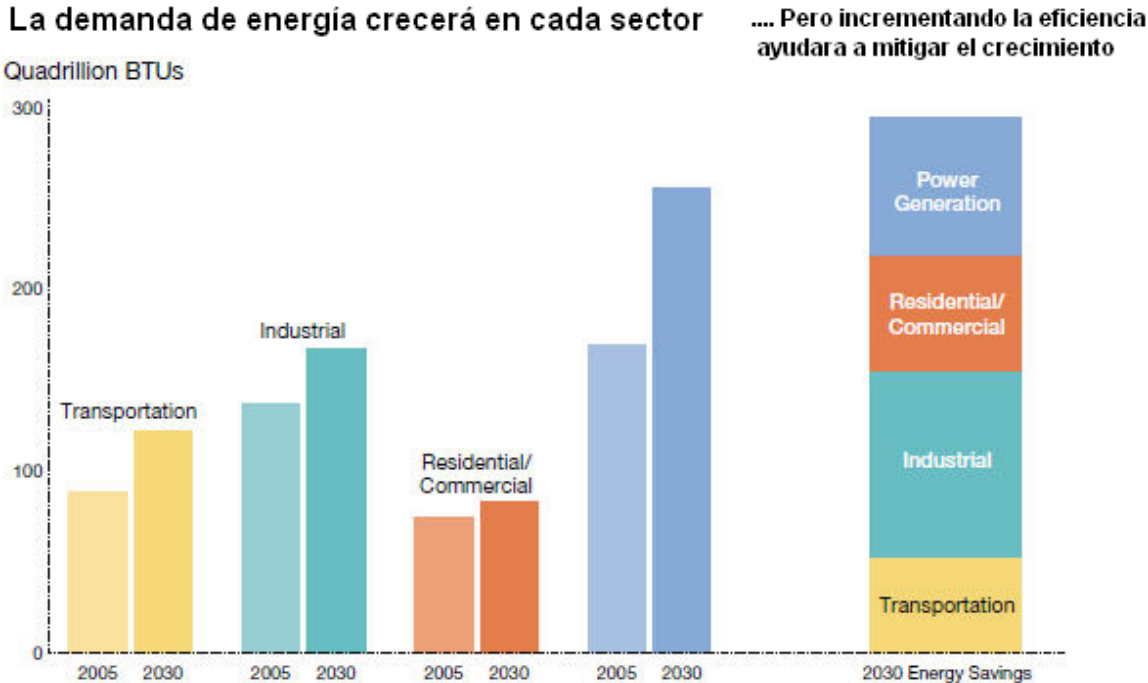
La historia detrás del notable aumento de la demanda para la generación de energía no sólo es la demanda de alta tecnología, sino también las necesidades más básicas y el crecimiento económico de los países en desarrollo. La demanda

de energía eléctrica de los países No OECD, será más del doble hacia en 2030 y representará el 80% del total del crecimiento de esta demanda.

Para el 2030, tan sólo el sector de generación de energía, representara alrededor del 40% del total de la demanda de energía primaria, y su más grande recurso será el carbón.

En cada sector, la demanda seguirá creciendo muchas más rápido sin el mejoramiento en la eficiencia. Al que se sumara, importantes ahorros de energía cada año, llegando a 300 cuatrillones de BTUs en 2030.

Gráfica 6. Demanda global de energía.



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Demanda Residencial comercial

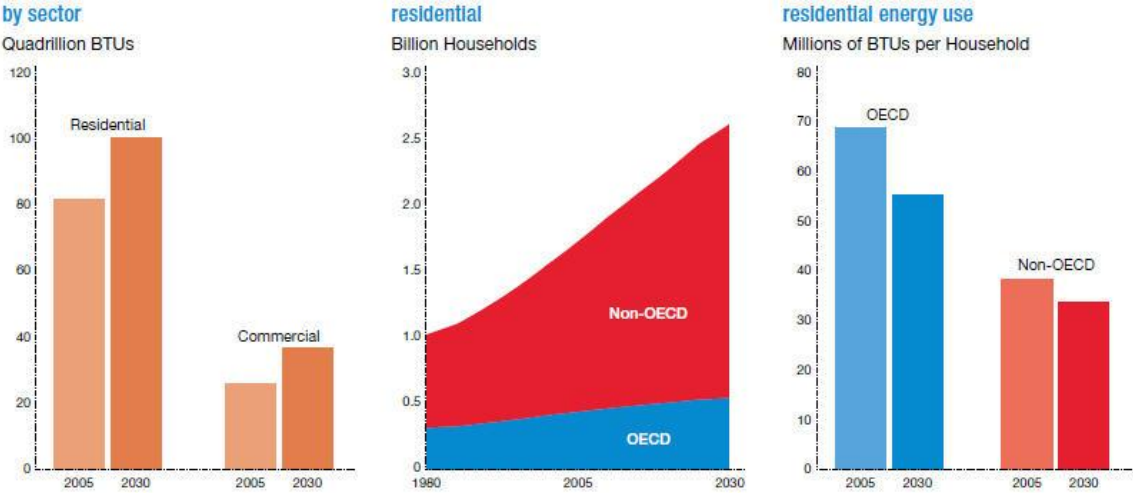
La demanda residencial es tres veces más grande que la comercial; y esta tendencia continúa hacia el 2030.

La demanda residencial está estrechamente vinculada al número total de hogares en el mundo. Hacia el 2030, se observa que el número de hogares aumenta a 900 millones, con casi 90% del crecimiento por ocurrir en países No OECD⁵⁷.

Los países OECD actualmente utilizan sustancialmente más energía por hogar que los No OECD. Mientras esto permanece hacia el 2030, alrededor del mundo, los hogares están creciendo más eficientemente en el uso de energía. Hacia el 2030, la disminución más pronunciada en energía por hogar vendrá de países OECD, con tasas más modestas en los No OECD.

Diversos tipos de energías se utilizan para abastecer la demanda residencial comercial. El Gas Natural y la Electricidad son los mejores representantes del aumento en este sector hacia el 2030. Pero la Biomasa (madera y estiércol) tendrá una participación substancial de suministro, principalmente en países No OECD.

Gráfica 7. Demanda residencial-comercial



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

⁵⁷ Ibid

Demanda de Transporte

El transporte, es uno de los sectores con más grande crecimiento de demanda de energía. Es también el que está más cercanamente asociado al petróleo; globalmente, el 98% del transporte utiliza algún combustible hecho de petróleo.

Históricamente, vehículos de uso ligeros, autos, SUVs y Pick Up, han sido el más grande subsector, pero eso está cambiando. Hacia el 2030, la demanda de autos ligeros se estabilizara en función de que más vehículos eficientes entren al mercado. Los vehículos de uso pesado (camiones y autobuses) crecerán más ampliamente.

Para el 2030, los vehículos de uso pesado se convertirán en el mayor segmento de la demanda de transporte; la transportación de aviación y marina, también crecerán significativamente.

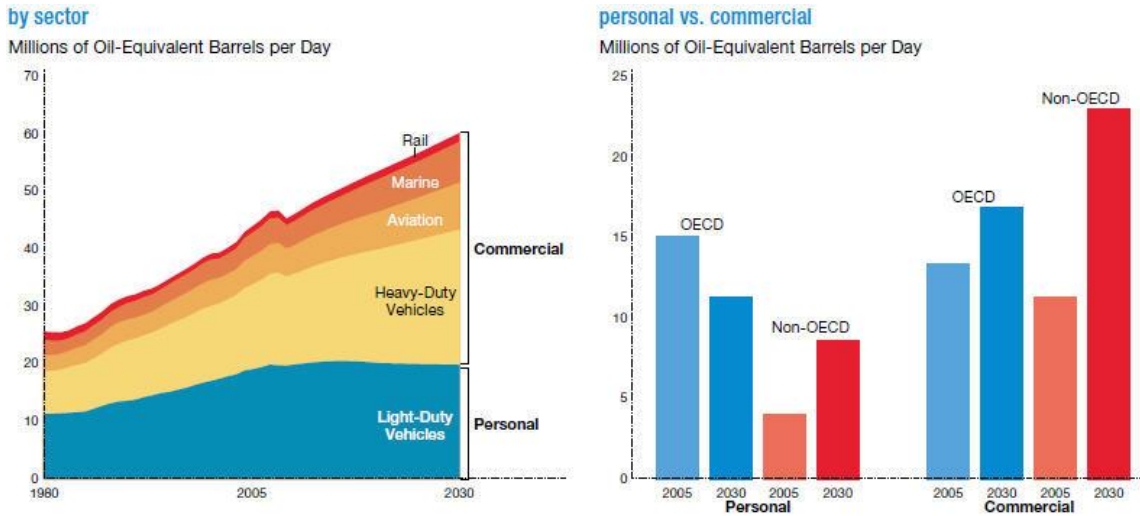
El sector transporte se divide en dos categorías básicas, personal y comercial. En ambas, pero especialmente en vehículos de uso personal, la demanda de energía es actualmente más alta en países de la OECD.

Pero hacia el 2030, se observara un significativo cambio. En la OECD, se espera que la demanda de transporte personal caiga un 25% hacia el 2030⁵⁸, mientras los países no OECD la demanda será más del doble. Esto se debe a que la adquisición de un vehículo está muy ligada al ingreso personal, y en las economías de la OECD, los vehículos per cápita actualmente es muy alto.

La demanda de transportación comercial crecerá en todas las regiones, pero será más rápido en países No OECD. En 2030, estas naciones de rápido desarrollo habrán superado a la de la OCDE como la mayor fuente de demanda de transporte comercial.

⁵⁸ ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030.

Gráfica 8. Demanda global de transporte



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Sector Industrial

El sector industrial es el segundo de mayor demanda, detrás de la generación de energía. En 2005, represento casi el 30% del uso mundial de energía.

La industria pesada y los productos químicos constituyen la mayor parte de la demanda industrial. Estos dos subsectores representan el 90% del crecimiento de la demanda industrial hasta el año 2030, como resultado de la expansión económica, concentrada en países No OCDE.

El siguiente más grande subsector es la industria energética. Aquí, el uso de energía permanece casi constante hasta el 2030, aun cuando la demanda de los productos de la industria se prevé que crezca sustancialmente. Este logro es el resultado de las mejoras de eficiencia en toda la industria y una reducción en la quema del gas natural.

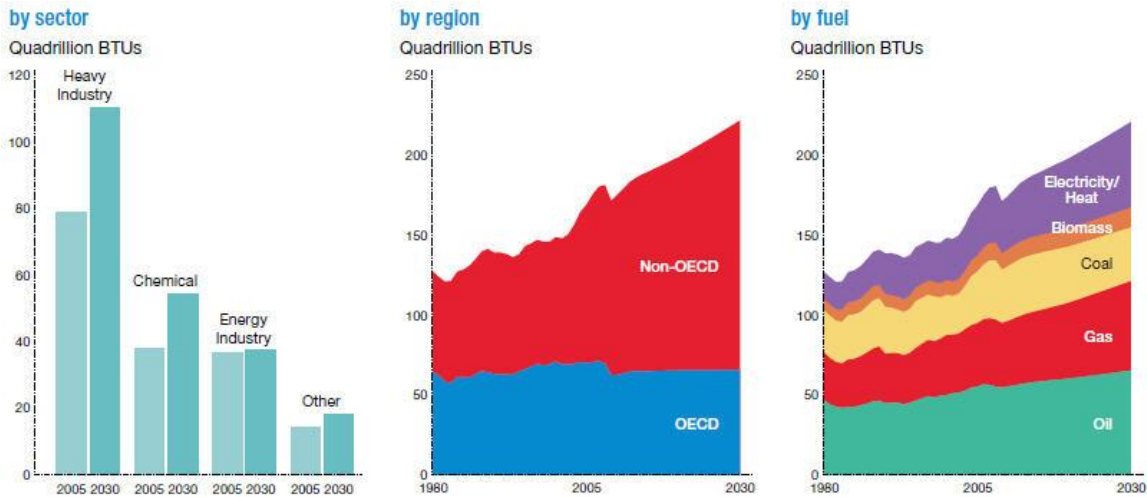
Desglosado por grupos de países, el aumento de la demanda industrial de energía en casi un 60% en países no OCDE desde 2005 hasta 2030, con China, que representa aproximadamente el 35% de ese aumento. Esto es consistente con el

crecimiento económico sólido y una Continua industrialización del mundo en desarrollo.

Mientras tanto, la demanda industrial de energía de la OECD, se prevé que sea reducida ligeramente desde 2005 hasta 2030. Este descenso será impulsado por varios factores: Economías relativamente maduras, aumento en la eficiencia y una disminución en la industria pesada.

Desglosado por tipo de energía, el petróleo sigue siendo el combustible industrial más utilizado hasta el 2030 debido a la creciente demanda de países no OCDE. Se observa al gas natural y la electricidad ganando participación, mientras que el carbón decae, lo que se refleja en menos emisiones de carbono de las fuentes de energía intensiva.

Gráfica 9. Demanda Industrial global



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Uso de la electricidad

La creciente demanda de electricidad y los combustibles utilizados para la generación de energía, es una tendencia importante de los últimos 25 años, y lo

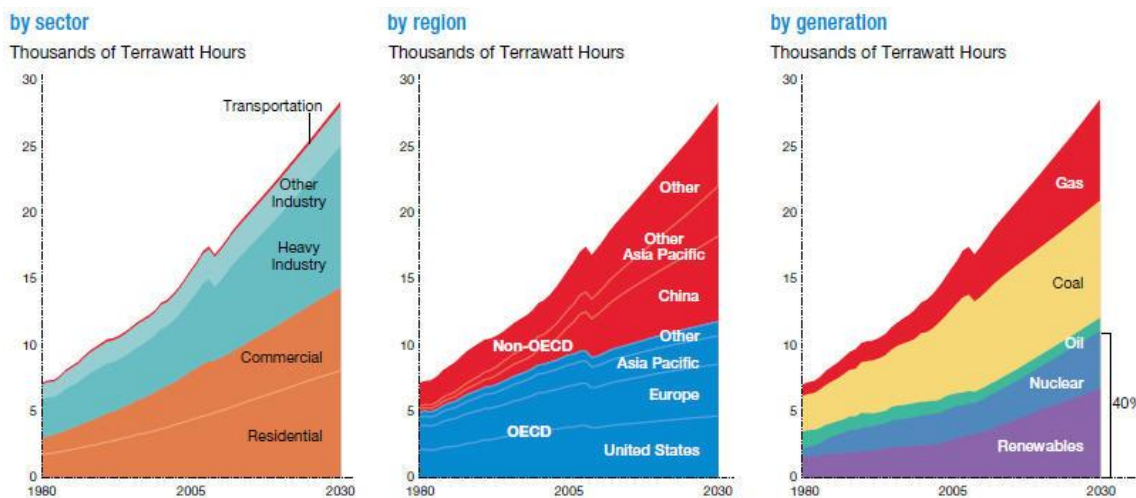
seguirá siendo durante los próximos 25 años, tanto como los niveles de vida continúen mejorando en todo el mundo y más gente tenga acceso a la electricidad.

La generación de energía es el sector que más energía consume y el de más rápido crecimiento (aumentando aproximadamente en promedio 1,7% al año)⁵⁹ y representa aproximadamente el 40% de toda la demanda de energía, por encima del 36% en 2005 y el 26% en 1980. Ello contribuirá a fuertes incrementos de la demanda mundial de electricidad, que será de aproximadamente cuatro veces superior al de 1980.

¿Qué combustibles se utilizará para generar esta electricidad? Hasta el año 2030, hay un cambio del carbón hacia el uso de gas natural, así como a los combustibles nucleares y renovables. Esto será impulsado por políticas medio ambientales, incluidos los que tratan de reducir las emisiones por poner un costo a las emisiones de carbono.

En 2030, se espera que el 40% de la electricidad mundial sea generada por combustibles nucleares y renovables.

Gráfica 10. Uso de la electricidad



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

⁵⁹ ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030.

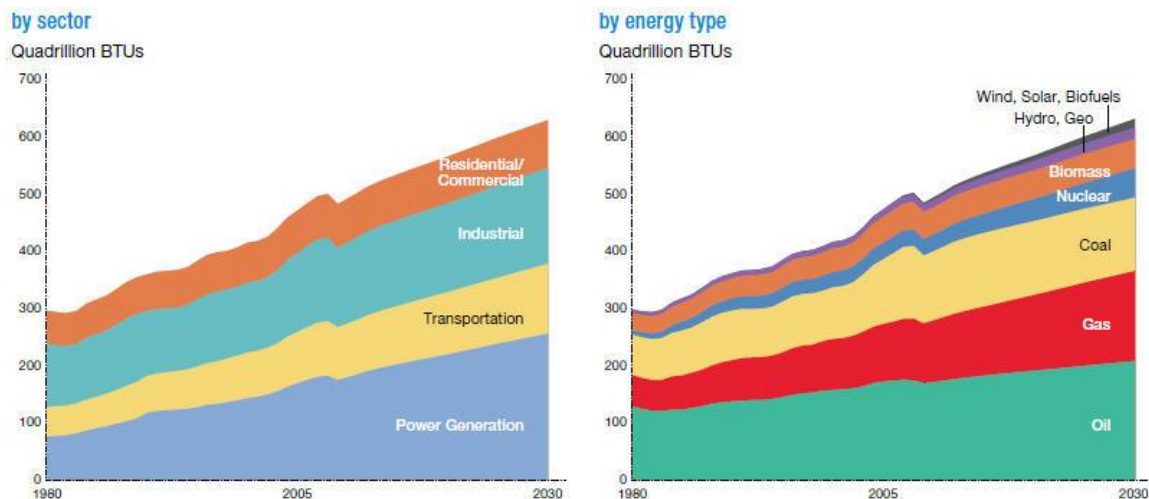
Oferta y demanda de energía global

Hacia el año 2030, el panorama mundial de la demanda de energía es claro: expansión y progreso, particularmente en los países No OCDE, que aumentarán la necesidad de energía final en los cuatro sectores. Aun suponiendo un aumento significativo de la eficiencia, la demanda energética mundial para 2030 crecerá en promedio de 1,2% al año.

Los suministros que se utilizarán para cubrir el aumento en las necesidades energéticas hacia el 2030 son:

- Combustibles fósiles: El Petróleo, Gas natural y Carbón

Gráfica 11. Oferta y demanda de energía global.



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Gas natural

El Gas Natural proveerá una importante parte en la energía mundial hacia el 2030. Accesible y abundante, el gas natural puede ayudar a proveer la energía necesaria para un progreso económico y social. Y también porque su quema es más limpia que el petróleo y el carbón. El gas natural es una poderosa herramienta para reducir el impacto ambiental del uso de la energía.

En los Estados Unidos, con el avance de la tecnología, se ha podido llegar a vastas reservas de gas natural, donde estaba atrapado en densas formaciones de rocas, llamado gas no convencional. Estas tecnologías han resultado en un importante cambio en la producción de gas natural en los Estados Unidos.

El uso más importante del gas natural es como combustible para la generación de electricidad. Como esta prospectiva muestra, la necesidad mundial de energía, y los combustibles usados para generarla, crecerán sustancialmente en las siguientes décadas. El gas natural puede ayudar a completar esta creciente necesidad por electricidad.

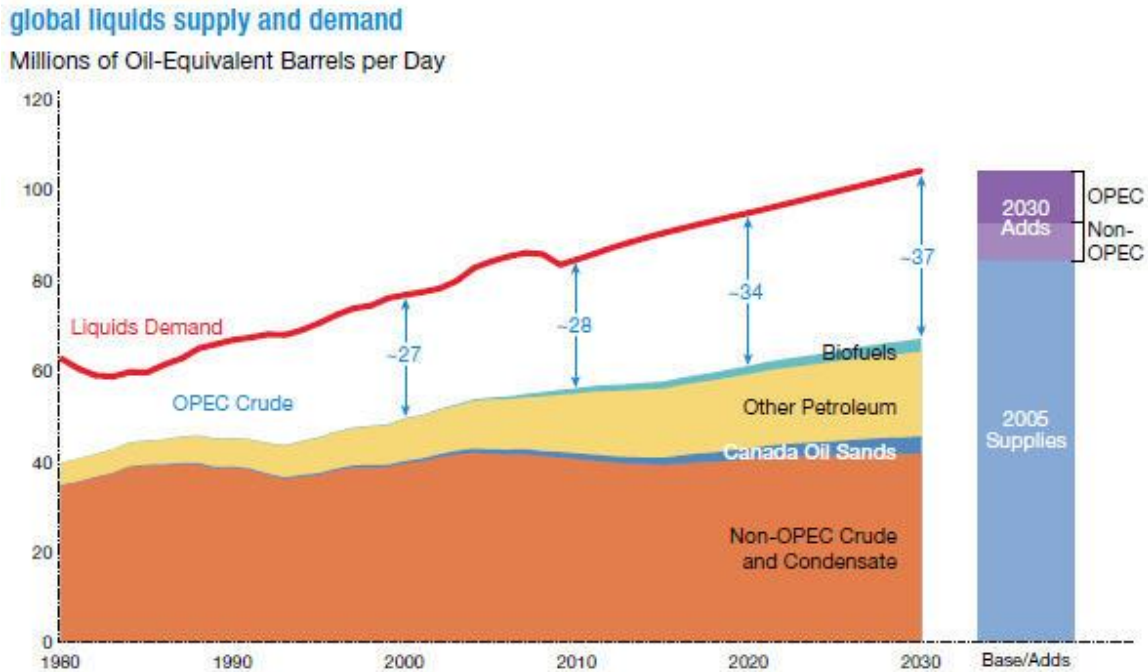
Oferta de líquidos

La oferta mundial de combustibles líquidos consiste mayormente de petróleo, pero también incluye condensados, líquidos del gas natural y biocombustibles. Los Combustibles líquidos serán especialmente importantes en la contribución del fuerte crecimiento proyectado hacia el 2030. Casi toda el transporte del mundo utiliza combustibles líquidos porque estos proveen una gran cantidad de energía en pequeños volúmenes, haciéndola más fácil de transportar y ampliamente disponible.

Hacia el 2030, la demanda total de líquidos se incrementara constantemente a 104 MMPCED⁶⁰, un 24% más alto que en 2005

⁶⁰ ExxonMobil, Outlook for Energy. A view to 2030.

Gráfica 12. Oferta global de líquidos



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

Gas Natural oferta y demanda balance

El gas natural contribuirá con una parte importante de las necesidades de energía hacia el 2030. Dada su abundancia y propiedades como un combustible limpio, y su uso expandido en la generación de energía, puede ayudar al progreso económico y alcanzar las metas ambientales.

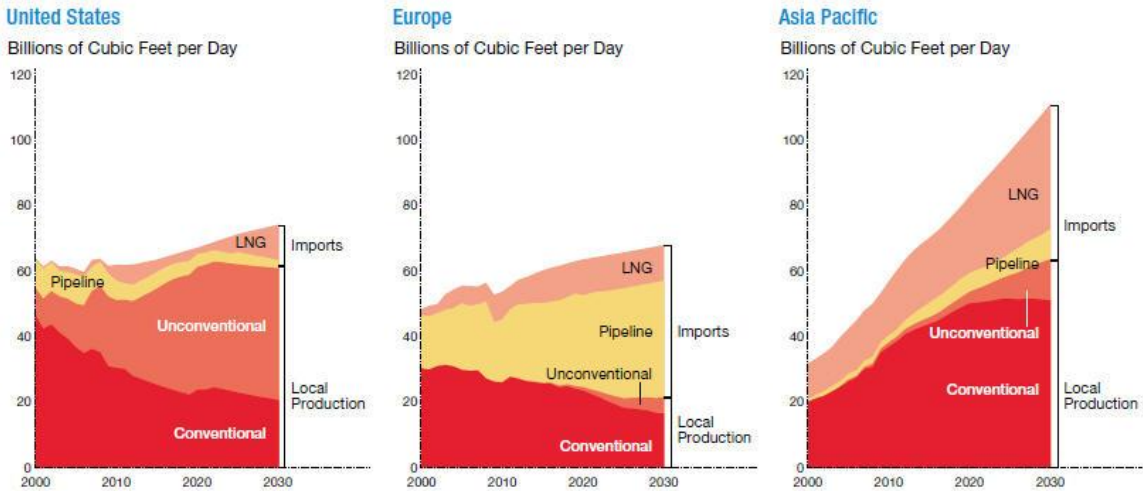
La demanda total de gas natural en los Estados Unidos y Europa seguirán un patrón similar, creciendo en promedio de 0.8% al año. La demanda de Asia Pacífico crecerá mucho más rápido, a casi 4% por año.

En términos de oferta, un importante cambio ha sido la expansión del gas no convencional. Este es el caso de Estados Unidos, donde se espera que satisfaga más del 50% de la demanda en el 2030. El crecimiento de la oferta de gas no convencional moderará la demanda de importaciones de GNL, en un corto plazo en los Estados Unidos.

En Europa, la producción local de gas natural continúa en declive, debido a importaciones de alrededor del 45% del total de la oferta en 2005 hasta 70% en el 2030. Este cambio requerirá un aumento en las importaciones por gasoductos por parte de Rusia y los países del Caspio así como GNL.

En Asia Pacifico, la producción doméstica de Gas Natural, particularmente no convencional, continúa aumentando, pero a un ritmo menor que la demanda. Como resultado Asia Pacifico dependerá grandemente de las importaciones de gas, especialmente de GNL, el cual contribuirá con más de un tercio de la demanda de la región en 2030.

Gráfica 13. Balance de la oferta y demanda de gas natural



Fuente: Outlook for Energy. A view to 2030. ExxonMobil 2009.

1.2 IEA (International Energy Agency)

La Agencia Internacional de Energía IEA es un organismo autónomo el cual fue establecido en noviembre de 1974, dentro del marco de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD) con el fin de poner en práctica un programa energético internacional

La IEA desarrolla un programa integral de cooperación energética entre 28 de los 30 países miembros de la OECD. Sus objetivos básicos son los siguientes:

- Mantener y mejorar los sistemas necesarios para afrontar las perturbaciones del suministro petrolero
- Promover políticas energéticas racionales, en un contexto global, mediante el establecimiento de relaciones de cooperación con los países no pertenecientes a la OECD, con la industria y con organizaciones internacionales.
- Gestionar un sistema de información permanente sobre el mercado petrolero mundial.
- Mejorar la estructura de la oferta y la demanda energética mundial desarrollando fuentes alternativas de energía y aumentando la eficiencia del aprovechamiento energético.
- Promover la colaboración internacional en materia de tecnología energética.
- Facilitar la complementación de políticas medioambientales y energéticas.

La IEA tiene por publicación anual al World Energy Outlook que tiene proyecciones de mercados energéticos a mediano y largo plazo, estadísticas, análisis y sirve como asesoramiento para gobiernos y empresas energéticas.

Principales supuestos

Las proyecciones de los escenarios se basan en suposiciones sobre una serie de factores que impulsan la demanda y oferta de energía. Los principales son el crecimiento demográfico, las tendencias macroeconómicas, los precios de la energía, la evolución tecnológica y las políticas gubernamentales. Existe dos tipos de escenarios uno es el de referencia y el otro es el 450, en ambos escenarios, la población y las hipótesis de crecimiento económico son los mismos, la principal diferencia, es que en el escenario 450 se asumen adecuadas políticas energéticas junto con algunas diferencias en la tecnología. Los precios también se suponen que sean afectados por estos cambios.

Población

La demografía afecta el tamaño y el patrón de demanda de energía, directamente y a través de su impacto en el crecimiento económico y el desarrollo. La tasa de crecimiento de la población asumida para cada región en el WEO2009, se basa, en las proyecciones más recientes producidos por las Naciones Unidas⁶¹. La población mundial se prevé que crezca un 1% por año en promedio, de un estimado de 6.6 mil millones en 2007 a 8,2 mil millones en 2030. El crecimiento de la población disminuye progresivamente a lo largo del período de proyección, como lo hizo en las últimas dos décadas de alrededor, de un 1,1% por año en 2007-2015 a 0,9% en 2015-2030. Población creció un 1,5% por año desde 1980 hasta 2007.⁶²

⁶¹ PNUD, 2009

⁶² IEA, World Energy Outlook 2009

Tabla 1. Crecimiento de la población por Región

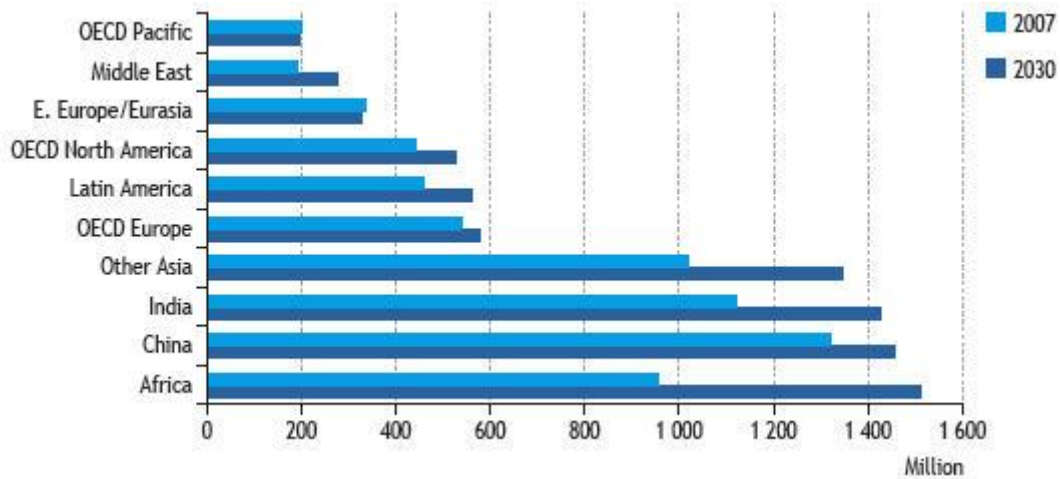
	1980-1990	1990-2007	2007-2015	2015-2030	2007-2030
OECD	0.8%	0.8%	0.6%	0.3%	0.4%
North America	1.2%	1.2%	0.9%	0.7%	0.8%
<i>United States</i>	0.9%	1.1%	0.9%	0.7%	0.8%
Europe	0.5%	0.5%	0.4%	0.2%	0.3%
Pacific	0.8%	0.4%	0.1%	-0.2%	-0.1%
<i>Japan</i>	0.6%	0.2%	-0.2%	-0.5%	-0.4%
Non-OECD	2.0%	1.5%	1.3%	1.0%	1.1%
E. Europe/Eurasia	0.8%	-0.2%	-0.1%	-0.2%	-0.1%
<i>Russia</i>	n.a.	-0.3%	-0.4%	-0.5%	-0.4%
Asia	1.8%	1.4%	1.1%	0.8%	0.9%
<i>China</i>	1.5%	0.9%	0.6%	0.3%	0.4%
<i>India</i>	2.1%	1.7%	1.3%	0.9%	1.1%
Middle East	3.6%	2.3%	1.9%	1.5%	1.6%
Africa	2.9%	2.5%	2.3%	1.9%	2.0%
Latin America	2.0%	1.5%	1.1%	0.8%	0.9%
<i>Brazil</i>	2.1%	1.5%	0.8%	0.5%	0.6%
World	1.7%	1.4%	1.1%	0.9%	1.0%
<i>European Union</i>	n.a.	0.3%	0.2%	0.0%	0.1%

Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

La mayor parte del aumento de la población mundial tendrá lugar en los países No OCDE, principalmente en Asia y África. La población fuera de la OCDE crece un 1,1% por año desde 2007 hasta 2030, llegando a 6.9 mil millones, el equivalente al 84% del total mundial⁶³. El único país importante fuera de la OCDE que experimenta una disminución de la población es Rusia, donde la población se encuentra en 142 millones en 2007 a 129 millones en 2030.

⁶³ IEA, World Energy Outlook 2009

Gráfica 14. Población por regiones principales



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Crecimiento económico.

Esta perspectiva tiene en cuenta las últimas proyecciones de crecimiento del PIB del FMI (Fondo Monetario Internacional) DEL 2009 y la OCDE (2009). Asumen que la tasa de crecimiento se recupere hasta el 4,1% en 2015 y luego baja progresivamente hasta 2030. El PIB mundial se espera que crezca en un promedio del 3,1% al año durante el período 2007-2030, frente al 3,3% entre 1990-2007. Este promedio se ve distorsionado por el impacto de la recesión económica en 2008 y 2009. El crecimiento del PIB supone un promedio de 3,3% anual en 2007-2015 y 3,0% por año en 2015-2030⁶⁴.

⁶⁴ Ibid

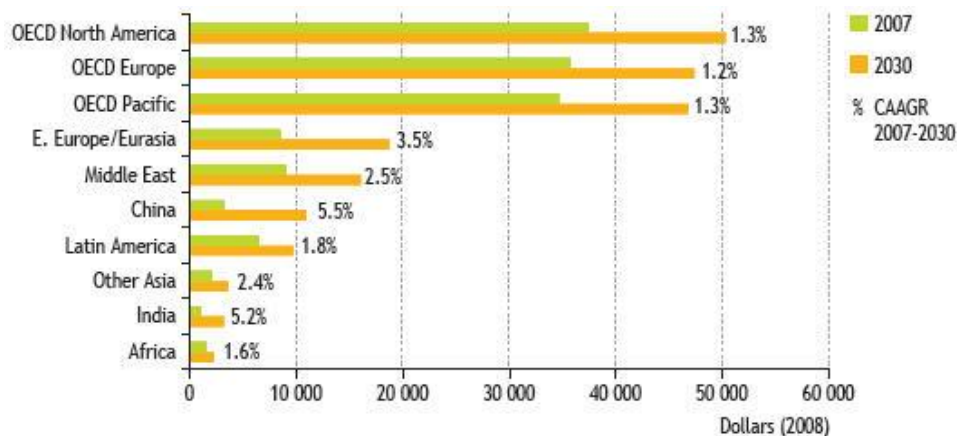
Tabla 2. Crecimiento del PIB Real por región

	1980-1990	1990-2007	2007-2015	2015-2030	2007-2030
OECD	3.0%	2.5%	1.4%	1.9%	1.8%
North America	3.1%	2.9%	1.8%	2.3%	2.1%
<i>United States</i>	3.3%	2.9%	1.8%	2.2%	2.0%
Europe	2.4%	2.3%	1.0%	1.8%	1.5%
Pacific	4.3%	2.3%	1.3%	1.3%	1.3%
<i>Japan</i>	3.9%	1.4%	0.7%	1.1%	1.0%
Non-OECD	2.1%	4.6%	5.7%	4.1%	4.6%
E. Europe/Eurasia	-0.2%	0.5%	3.3%	3.3%	3.3%
<i>Russia</i>	<i>n.a.</i>	0.3%	3.3%	3.4%	3.4%
Asia	6.6%	7.4%	7.2%	4.6%	5.5%
<i>China</i>	8.9%	10.0%	8.8%	4.4%	5.9%
<i>India</i>	5.8%	6.3%	7.0%	5.9%	6.3%
Middle East	-1.3%	3.8%	4.5%	4.0%	4.2%
Africa	2.3%	3.7%	4.7%	3.1%	3.7%
Latin America	1.2%	3.4%	3.1%	2.5%	2.7%
<i>Brazil</i>	1.5%	2.9%	3.1%	2.5%	2.7%
World	2.7%	3.3%	3.3%	3.0%	3.1%
European Union	<i>n.a.</i>	2.2%	1.1%	1.8%	1.5%

Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Con base en la población y el crecimiento del PIB, los ingresos per cápita crecen más rápidamente en China e India, pero se mantienen muy por debajo de los niveles de la OCDE cuando se calcula utilizando los tipos de cambio del mercado.

Gráfica 15. Ingreso Per cápita por Región⁶⁵



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

⁶⁵ Calculado sobre la base del PIB a los tipos de cambio. CAAGR significa compuesto de la tasa media de crecimiento anual

Precios de la Energía

Los precios de la energía son un factor exógeno determinante de la demanda y suministro de energía en el World Energy Outlook 2009. Las trayectorias asumidas de los precios internacionales de combustibles fósil en el Escenario de Referencia, están basados en una evaluación Top-Down de los precios que serían necesarias para fomentar la inversión suficiente en la oferta para satisfacer la demanda prevista durante el período pronosticado.

Tabla 3. Asunciones de los precios de los combustibles fósiles en el escenario de Referencia

	Unit	2000	2008	2015	2020	2025	2030
Real terms (2008 prices)							
IEA crude oil imports	barrel	34.30	97.19	86.67	100.00	107.50	115.00
Natural gas imports							
<i>United States</i>	MBtu	4.74	8.25	7.29	8.87	10.04	11.36
<i>Europe</i>	MBtu	3.46	10.32	10.46	12.10	13.09	14.02
<i>Japan LNG</i>	MBtu	5.79	12.64	11.91	13.75	14.83	15.87
OECD steam coal imports	tonne	41.22	120.59	91.05	104.16	107.12	109.40
Nominal terms							
IEA crude oil imports	barrel	28.00	97.19	101.62	131.37	158.23	189.65
Natural gas imports							
<i>United States</i>	MBtu	3.87	8.25	8.55	11.66	14.78	18.73
<i>Europe</i>	MBtu	2.82	10.32	12.27	15.89	19.27	23.11
<i>Japan LNG</i>	MBtu	4.73	12.64	13.96	18.07	21.83	26.17
OECD steam coal imports	tonne	33.65	120.59	106.77	136.84	157.67	180.42

Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

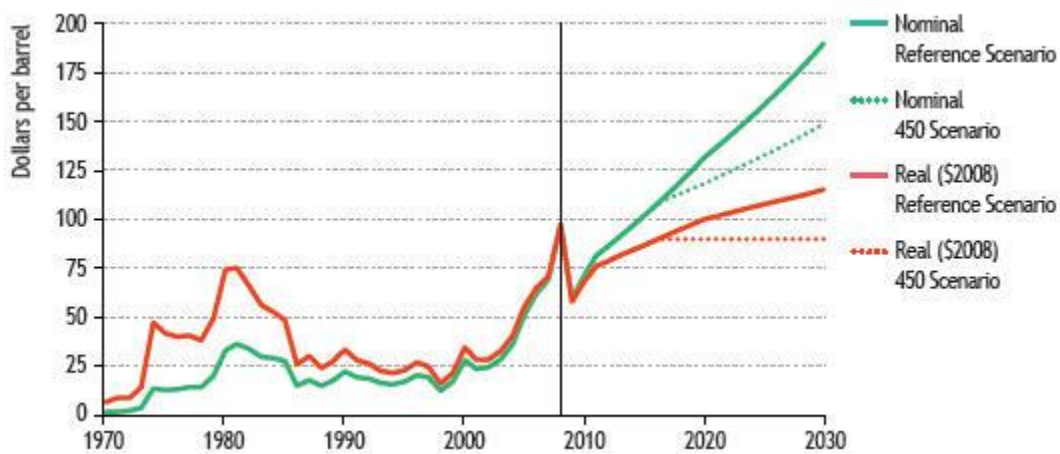
Precios del Petróleo

El promedio de los precios de la IEA de la importación de petróleo, es asumido en el Escenario de Referencia a caer del 2008 de \$ 97 dólares por barril a unos \$60 en 2009 y recobrándose con la recuperación económica para llegar a \$100 dólares por barril en 2020 y \$115 por barril en 2030, a dólares del 2008. En términos

nominales, los precios serán de aproximadamente el triple en 2030, comparado con el 2009, llegando a casi 190 dólares por barril⁶⁶.

En el Escenario 450, se asume que los precios sigan la misma trayectoria que en el Escenario de Referencia a 2015 y luego se mantendrá invariable hasta 2030, debido a la menor demanda. Los precios son 10% menores que en el Escenario de Referencia en 2020 y 22% menor en 2030.

Gráfica 16. Precios promedio de las importaciones de crudo de la IEA



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Precios del Gas Natural

En el Escenario de Referencia, los precios del gas en Europa y el Pacífico caerán en el 2009 de sus picos a mediados de 2008, en respuesta un poco retrasada a la caída de los precios del petróleo. Los precios empiezan a subir después del 2015, en concordancia con la creciente demanda y los precios del petróleo. Aunque el desarrollo esperado de la competencia del gas en ambas regiones, es probable que debilite los vínculos contractuales entre el petróleo y los precios del gas durante el período considerado, los precios del gas no se supone que disminuirá en relación con los precios del petróleo. En la competencia se ejerce una cierta

⁶⁶ IEA, World Energy Outlook 2009

presión a la baja sobre los precios de gas en relación con los del petróleo, pero este efecto se asume que es compensado por el aumento de los costos marginales de suministro de gas ya que las distancias que el gas tiene que ser transportado por gasoducto o como gas natural licuado (GNL) aumentará.

Por el contrario, en América del Norte, el precio del gas se espera que siga un camino mucho más independiente de los precios del petróleo. Se espera que la abundancia de Shale Gas⁶⁷, relativamente de bajo costo, en los Estados Unidos continúe ejerciendo presión a la baja sobre los precios del gas en este país en el corto plazo, haciendo que las importaciones de GNL en general, sean menos competitivas respecto al Shale gas. Los precios, sin embargo, suponen un aumento moderado hasta 2030, con aumento de los precios del petróleo (lo que aumenta el valor de mercado del gas contra los productos de petróleo en competencia y eleva el precio del gas en otros mercados regionales) y el aumento del costo marginal del suministro de gas no convencional. El precio llega a \$ 7 MBtu al año 2015 y poco más de \$ 11 MBtu en 2030. Los precios no se elevarán tan abruptamente si los costos de la oferta interna resultan ser más bajos y / o importación de GNL estén disponibles a precios más bajos.

Los precios del gas natural en el escenario de 450 son menores que en el escenario de referencia en todas las regiones como consecuencia de menores precios del petróleo en Europa y el Pacífico y una menor demanda de gas en todo el mundo. En Europa y el Pacífico, los precios del gas son un 9% inferior en 2020 y un 21% menor en 2030 que en el escenario de referencia. En América del Norte, los precios bajan mucho menos, un 8% en 2020 y el 10% en 2030, debido principalmente a la demanda de gas en esa región y su caída menos pronunciada que en otras partes del mundo.

⁶⁷ Gas de Lutita

Precios del carbón

Los precios internacionales del carbón en general han tendido a seguir los precios del petróleo y del gas en los últimos años, lo que refleja la dinámica de la competencia entre combustible y la importancia del petróleo en el costo del transporte del carbón.

En el Escenario de Referencia, los precios del carbón tocan fondo a menos de 65 dólares por tonelada, en términos reales en promedio en 2009, antes de recuperarse gradualmente a más de 100 dólares por tonelada en 2020 y casi 110 dólares por tonelada en 2030. El aumento en los precios del petróleo y gas hacen al carbón cada vez más competitivo. En el Escenario 450, los precios del carbón son notablemente más bajos, especialmente hacia el final del periodo de prospectiva, como resultado de un cambio generalizado y en gran escala del uso del carbón a combustibles más limpios. Se estima que bajen a \$80 dólares por tonelada en 2020 y \$65 dólares por tonelada en 2030, \$45 dólares menos por debajo del nivel Escenario de Referencia⁶⁸.

Precios del CO2

En la actualidad, sólo la Unión Europea ha adoptado un sistema formal que fija los precios de CO2 - el sistema de comercio de emisiones. Así, en el Escenario de Referencia, el precio del carbono se limita a la energía y sectores industriales de los países de la UE.

Para contener las emisiones a los niveles requeridos en el Escenario 450, se estima que el precio del CO2 llega a \$50 dólares por tonelada en la OCDE en 2020, y se eleva a \$110 por tonelada en la OCDE y \$65 dólares por tonelada en las otras grandes economías en 2030. Los precios son fijados por la opción de

⁶⁸ Ibid

reducción más cara (por ejemplo, la captura y almacenamiento de carbono en la industria en el de la OCDE en 2030)⁶⁹.

Tecnología

El estado y la eficiencia de las diferentes tecnologías del sector energético, tanto en las existentes como en las nuevas tecnologías, será un factor clave para determinar la demanda mundial de energía, el uso de combustible, las emisiones de CO₂ y las opciones de inversión en los próximos años. Estas proyecciones son por lo tanto muy sensibles a las hipótesis sobre las tasas de desarrollo tecnológico, de mejoras en la energía y las eficiencias en costos, y de la comercialización y la accesibilidad.

Se asume en el Escenario de Referencia que el rendimiento de las tecnologías actualmente disponibles mejora, en particular en términos de eficiencia, durante el período de proyección. Esto refleja la experiencia histórica de aprendizaje tecnológico en el tiempo, sino que también es estimulado por los precios de la energía. La hipótesis sobre el ritmo de avance tecnológico varían notablemente por el combustible, por sector y por la tecnología, teniendo en cuenta la situación actual de las tecnologías, el potencial de mejora continua, la investigación actual y desarrollo (I + D), la política de apoyo y otros factores específicos. Tales factores incluyen, en particular, la tasa de retirada y sustitución del capital social.

Una serie de nuevas tecnologías que actualmente se están acercando a la comercialización se tienen contempladas durante el período de proyección. Estos incluyen:

- *Captura y almacenamiento de carbono (CAC)*: El CAC es una crucial, pero relativamente costosa forma de reducción de las emisiones en el Escenario de 450. Se supone también, a escala muy pequeña, a partir de 2020 en el

⁶⁹ Ibid

sector de generación de energía en el Escenario de Referencia. Mientras que la tecnología básica ya existe para capturar las emisiones de CO₂, el transporte y almacenamiento de forma permanente en formaciones geológicas, que aún no se ha desplegado en forma significativa, en forma integrada en el sector energético. Sin embargo, 2009 se han tomado algunos pasos muy importantes hacia adelante, con una serie de proyectos. Desafíos como la aplicación con éxito a gran escala y comercial incluyen: la financiación de proyectos, integración de CAC en las políticas de gases de efecto invernadero, el mayor costo, desarrollo y financiamiento de infraestructura adecuada de transporte de CO₂, y el desarrollo de marcos jurídicos y reglamentarios para garantizar un almacenamiento seguro y permanente de CO₂. Otro desafío importante es hacer al CAC disponible y rentable en el sector de la industria, así como en la generación de energía.

- *Energía solar*: La energía solar es una tecnología con un alto potencial, pero en el pasado, se vio limitada por dificultades técnicas para poder producir energía a un costo lo suficientemente bajo. Sin embargo, se han producido avances tecnológicos significativos en los últimos años y esto va a continuar durante el período de proyección. En particular, la energía solar puede convertirse en mucho más rentable en un mercado con altos precios de la energía, dando un gran impulso para el despliegue en zonas como los Estados Unidos, Norte de África y el sur de Europa.
- *Vehículos eléctricos y Plug in híbridos*: Se ha avanzado mucho en los últimos años en lo que respecta a los vehículos eléctricos y actualmente hay unos pocos vehículos disponibles en el mercado. Plug-in Híbridos, que funcionan con energía eléctrica y un motor convencional, son un paso intermedio hacia el potencial completo de vehículos eléctricos. Los desafíos para la adopción masiva de estas tecnologías siguen siendo, en particular, las mejoras en la tecnología de baterías para proporcionar suficiente alcance y reducir los costos e infraestructura para la recarga.

En el Escenario de Referencia, en ausencia de fuertes objetivos y de más apoyo dirigido a las políticas, los autos eléctricos y los híbridos Plug in sólo quedarán como nichos de mercado. El Escenario 450, contempla el impacto de un acuerdo global sectorial sobre la eficiencia de los vehículos ligeros de pasajeros.

- *Biocombustibles avanzados:* A pesar de los grandes y cada vez mayores esfuerzos en investigación, los biocombustibles de segunda generación todavía tienen un largo camino rumbo a la comercialización y no se desplegará hasta el año 2020 en el Escenario de Referencia. Incluso en ese entonces, a pequeña escala y principalmente en los Estados Unidos. El escenario 450 supone un rápido aumento en la producción de biocombustibles de segunda generación, lo que representa todo el crecimiento biocombustibles entre 2020 y 2030. Esto requerirá esfuerzos concertados de I + D que se tendrán que intensificar de inmediato e implementar plantas piloto en los próximos años.

Implicaciones de la demanda de energía

En el Escenario 450, la aplicación de políticas y medidas más agresivas frenará de manera significativa el crecimiento de la demanda de energía primaria y final. La demanda mundial de energía primaria alcanzará casi 14,400 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtpce) en 2030, una reducción de aproximadamente el 14% en relación con el Escenario de Referencia. La demanda sigue creciendo, un 20%, entre 2007 y 2030, pero a una tasa promedio anual de 0,8%, frente al 1,5% en el Escenario de Referencia. Los ahorros de energía son menos marcados en el período de 2020, la diferencia entre los dos escenarios es de aproximadamente 6%, o 850 Mtpce, un volumen cercano al consumo total de la OCDE del Pacífico (Japón, Corea, Australia y Nueva Zelanda)⁷⁰. La demanda de todos los combustibles, con excepción del carbón, es superior a los niveles

⁷⁰ Ibid

actuales. A lo largo del período de proyección, los combustibles fósiles siguen representando la mayor parte de la demanda principal, aunque en 2030 su participación se ha reducido en más de 13% en comparación con 2007. Por el contrario, la proporción de combustibles de cero emisiones en la demanda primaria global aumenta de un 19% en 2007 a 32% en 2030.

La demanda de petróleo crece en el Escenario 450, en un promedio de solo 0.2% anual, alcanzando 4,250 Mtpce (88.5 mbd) en 2030⁷¹. En 2030, la participación del petróleo en la demanda total de energía primaria es del 30%, 5% menos que en 2007. En 2020, el acuerdo sectorial sobre la intensidad de carbono en vehículos ligeros nuevos, es responsable de dos tercios del ahorro mundial de petróleo. Después del 2020, el desarrollo de biocombustibles de segunda generación consiguen un ahorro adicional en el consumo de petróleo en el transporte terrestre y, en menor medida, en la aviación, también respaldado por un uso más generalizado de vehículos eléctricos e híbridos Plug in. Los sectores del transporte terrestre y aviación combinados, son responsables del 70% de las reducciones de la demanda de petróleo en 2030, mientras que la proporción de petróleo en el sector del transporte disminuye de 94% en 2007 al 84% en 2030.

El mayor ahorro en el consumo de petróleo, en relación con el Escenario de Referencia, se producen en los Estados Unidos, China, la Unión Europea y Medio Oriente, que en conjunto contribuyen con más de la mitad del ahorro mundial de petróleo para el año 2030. En este año, el consumo en China (665 Mtpce) supera al de Estados Unidos (625 Mtpce). La demanda de Estados Unidos y la de todos los países de la OCDE, disminuye progresivamente hasta el año 2030, mientras que la demanda de petróleo en China continúa creciendo a buen ritmo, con un promedio del 2,7% al año durante el período de proyección. La demanda en otras regiones en desarrollo continúa creciendo, pero a un ritmo más moderado que en el Escenario de Referencia.

⁷¹ Ibid

Tabla 4. Demanda mundial de energía primaria por combustible en el Escenario 450

	1990	2007	2020	2030	% difference from Reference Scenario		2007-2030*
					2020	2030	
Coal	2 221	3 184	3 507	2 614	-15	-47	-0.9%
Oil	3 219	4 093	4 121	4 250	-7	-15	0.2%
Gas	1 671	2 512	2 868	2 941	-6	-17	0.7%
Nuclear	526	709	1 003	1 426	18	49	3.1%
Hydro	184	265	362	487	5	21	2.7%
Biomass and waste	904	1 176	1 461	1 952	2	22	2.2%
Other renewables	36	74	277	720	24	95	10.4%
Total	8 761	12 013	13 600	14 389	-6	-14	0.8%

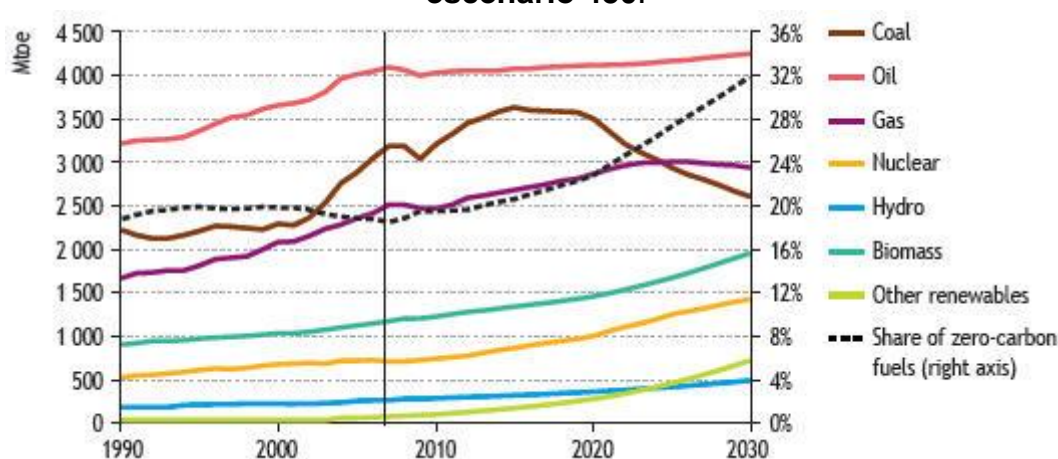
Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

El consumo primario de gas natural se prevé que aumente a 3.560 millones de metros cúbicos (mmc) en 2030, con una tasa de crecimiento promedio anual del 0,7%. En 2030, la demanda de gas es de 750 millones de metros cúbicos, un 17% más bajos que en el Escenario de Referencia. La demanda de gas aumenta a un ritmo del 1% al año hasta 2020, y alcanza una meseta a partir de entonces. A través del 2030, el crecimiento de la demanda de gas en los países de la OCDE se ve atenuado por la introducción de un precio de las emisiones de carbono en la industria y la generación de energía. Después de 2020, la introducción de límites a las emisiones en otras grandes economías desacelera el crecimiento de la demanda de gas. La demanda en los países de la OCDE en 2030 sigue siendo aproximadamente a un nivel similar al del 2007 de alrededor de 1.554 millones de metros cúbicos. Estas tendencias encubren un aumento de la demanda de gas en el mercado de Estados Unidos en el período 2021-2025, como los cambios del sector energético del carbón al gas. La demanda en países fuera de la OCDE crece a un ritmo del 1.3% al año durante el período de las proyecciones, un aumento en 2030 de 510 millones de metros cúbicos en comparación con los niveles actuales. China e India en conjunto representan 220 millones de metros cúbicos de crecimiento la demanda de gas en el Escenario 450⁷².

⁷² Ibid

La participación del gas en la energía primaria global se mantiene en torno al 21% durante todo el período de las perspectivas. El sector de energía cuenta con la mayoría de los ahorros de la demanda en 2030, principalmente debido al efecto combinado de reducción de la demanda de electricidad y un papel más significativos de la energía nuclear y renovable. La demanda Industrial y de construcción también es menor, en comparación con el Escenario de Referencia, como resultado de procesos más eficientes y estrictos códigos de construcción

Gráfica 17. Demanda mundial de energía primaria por combustible en el escenario 450.



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

La demanda de carbón es la más afectada en términos de volumen en el Escenario de 450. La demanda mundial de carbón llega a una meseta en el año 2015, a 5,190 Mtce. Desde 2020, disminuye progresivamente, volviendo a los niveles de 2003 para el año 2030. Para entonces, la demanda mundial de carbón se reduce en 3.250 millones de toneladas de carbón equivalente (Mtce)⁷³, alcanzando un nivel de casi 50% más bajo que en el Escenario de Referencia. Esta reducción es equivalente a la demanda de carbón en 2007 de China, Estados Unidos, India y Rusia juntos. China representa casi la mitad del ahorro mundial de la demanda de carbón, en comparación con el Escenario de Referencia. El reequilibrio de la economía hacia actividades menos intensivas en energía, la introducción de más plantas de carbón eficientes y la diversificación del sector

⁷³ Ibid

energético alejándose del uso del carbón, son las principales razones. El mercado del carbón EE.UU. es también significativamente afectado; en 2030, la demanda de carbón en los Estados Unidos es 58% inferior al de 2007.

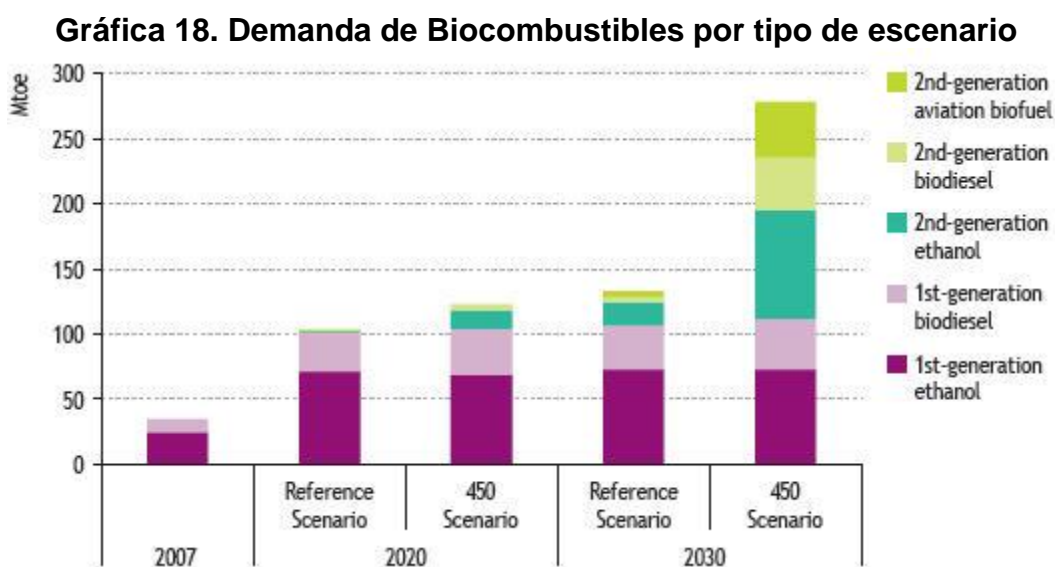
En respuesta a los precios del carbono y las políticas para promover la diversificación del abastecimiento energético, la demanda de la energía nuclear y las energías renovables en 2030 en el Escenario 450 es de 1252 Mtpce, 38% mayor que en el Escenario de Referencia. El consumo de combustibles no fósiles es más del doble en comparación con los niveles de 2007. China, la Unión Europea y los Estados Unidos representan casi dos tercios del aumento de la energía nuclear en el 2030, en comparación con el Escenario de Referencia. La energía hidroeléctrica en 2030 crecerá un 84%, en comparación con los niveles de 2007, un aumento del 21%, en comparación con el Escenario de Referencia. Los países no pertenecientes a la OCDE representan por lejos la mayor parte del aumento. La India, con un aumento de cuatro veces en su capacidad, en comparación con los niveles de 2007, representa una quinta parte del aumento en la capacidad de energía hidroeléctrica en los países no pertenecientes a la OCDE.

El consumo de biomasa⁷⁴ también aumenta en el Escenario 450 y en 2030 es de 350 Mtpce, más del doble que en el Escenario de Referencia. En los países no pertenecientes a la OCDE, la transición a combustibles modernos para cocinar y como calefacción hace bajar la demanda de biomasa tradicional, pero esta reducción es casi completamente compensada por el aumento en la utilización de biomasa moderna aplicada en el sector residencial en los países de la OCDE. El uso combinado de biomasa en la producción de calor y energía y en plantas de energía eléctrica aumenta en un 67% en 2030, 172 Mtpce por encima del nivel en el Escenario de Referencia.

Los mayores aumentos en la producción mundial de biocombustibles se consideran en el Escenario de 450, con un consumo en 2030 llegando a 278 Mtpce, más del doble que en el Escenario de Referencia. El uso de

⁷⁴ Se entiende por Biomasa recursos como madera o estiércol utilizados en la calefacción o para cocinar.

biocombustibles en el sector del transporte ayudara a cumplir las normas de la intensidad de CO2 fijado por los acuerdos sectoriales internacionales. El despliegue de los biocombustibles de segunda generación se produce alrededor del 2015, cinco años antes que en el Escenario de Referencia. El escenario 450 incluye pequeñas cantidades de biocombustibles de segunda generación para el año 2020, así como el suministro constante de cultivo sustentable para los biocombustibles de primera generación, el uso total de los biocombustibles alcanzara 123 millones de toneladas en 2020⁷⁵. La última década del período de proyección ve un rápido aumento en la producción de biocombustibles de segunda generación, lo que representa para todos el aumento incremental a partir de 2020. Las regiones que actualmente cuentan con un fuerte apoyo político para los biocombustibles, se llevan la mayor parte del incremento, encabezados por los Estados Unidos (en donde una tercera parte del aumento se produce), seguido por la Unión Europea, Brasil y China.



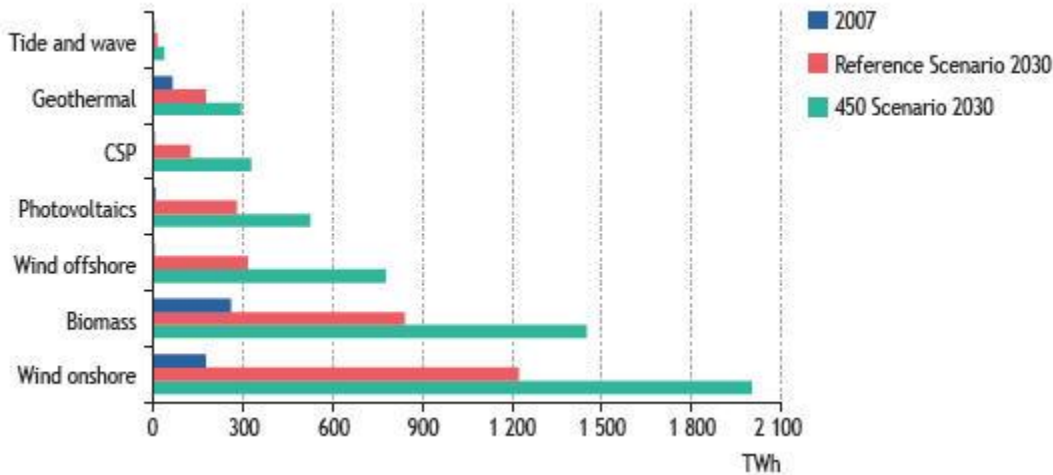
Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

La producción de energía eólica, geotérmica, y solar crece muy rápidamente en el Escenario 450. La generación de electricidad a partir del viento crece en un 13% por año durante el período de la perspectiva, de modo que la energía eólica

⁷⁵ IEA, World Energy Outlook 2009

representa el 26% de todo el crecimiento en la generación de energía entre 2007 y 2030 en el Escenario 450. La participación de las energías renovables en la generación de electricidad aumenta de un 18% en 2007 al 37% en 2030.

Gráfica 19. Generación mundial de energía eléctrica por energías renovables por tipo en el escenario 450.

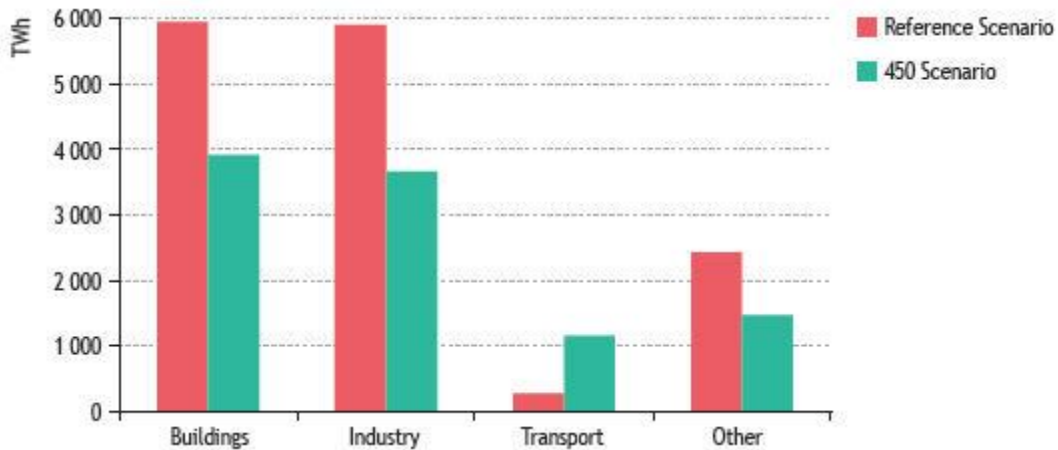


Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

En el nivel de consumo final, la demanda de electricidad llega a 25,400 TWh en 2030, un incremento del 55% respecto a 2007. En relación con el Escenario de Referencia, la demanda es de 3,500 TWh, 12%, menor en 2030. Ahorro en el consumo de electricidad de China es más del 40% del ahorro mundial, pero, incluso en el Escenario 450, la demanda de electricidad en China es más del doble en comparación con los niveles del 2007. El ahorro en la electricidad es el resultado neto de dos tendencias opuestas: medidas de eficiencia energética en edificios, industria y otros sectores a reducen la demanda de electricidad en un 5,200 TWh, mientras que el incremento en la electrificación en el sector de transporte incrementa la demanda de electricidad en alrededor de 900 TWh⁷⁶.

⁷⁶ Terawatt

Gráfica 20. Incremento mundial de la demanda de energía por sector y escenario, 2007-2030.



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Implicaciones de la oferta de energía

Petróleo

Una baja demanda mundial de petróleo en el escenario 450 resulta en un más bajo precio del petróleo, que en el Escenario de Referencia. Esto, unido a la introducción de objetivos de emisiones de CO₂ en los países de la OCDE, hace inviable la producción en los campos con altos costos, sobre todo en la región de la OCDE. Por el contrario, la economía de la producción de la OPEP es poco afectada por el cambio en los precios del petróleo. La producción de la OPEP alcanza el 43 mbd en 2020 y 48 mbd en 2030 en el Escenario 450, un aumento de 11 mbd comparado con los niveles del 2008. El crecimiento requerido en la producción, incluso en este escenario, es mayor que el aumento de la producción de la OPEP durante el período 1980-2008. La participación de la OPEP en el mercado mundial del petróleo es del 44% actual al 55% en 2030, similar a su cuota de mercado en el Escenario de Referencia.

La producción de crudo fuera de la OPEP se prevé que disminuya, de 47 mbd en 2008 a 41 mbd en 2020 y 39 mbd en 2030. La producción de petróleo no convencional crece, de 1.8 mbd actualmente a 4.2 mbd en 2030, pero es 44%

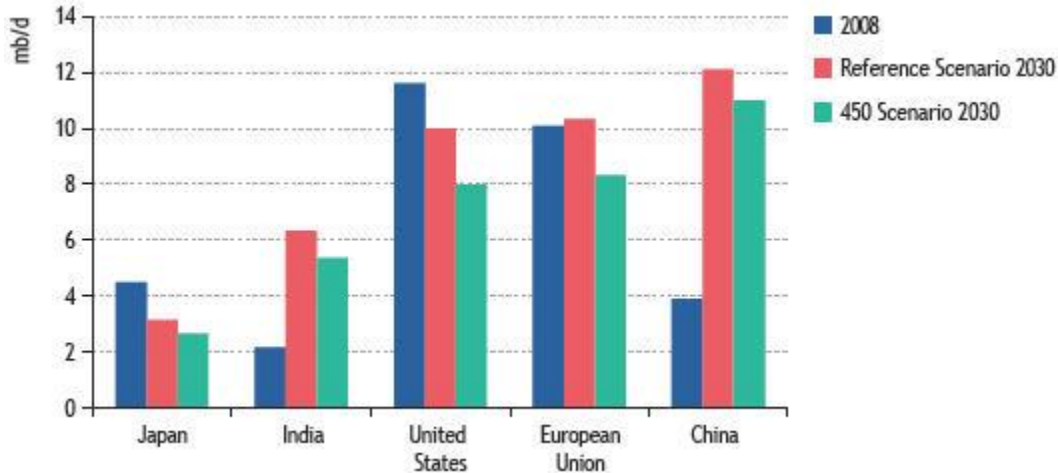
menor que en el Escenario de Referencia, particularmente con la producción de arenas petrolíferas de Canadá altamente afectada. Sin embargo, la proporción de petróleo no convencional de la oferta mundial aún se duplica durante el período de la perspectiva. La producción global en los países de la OCDE se prevé una disminución constante, pasando de 18.8 mbd en 2008 a 14.4 mbd en 2030. La producción en los campos de Rusia también se reduce, debido a mayores costos operativos. La producción en África y América Latina no cambia significativamente en comparación con el Escenario de Referencia.

El bajo crecimiento de la demanda de petróleo en el Escenario de 450 tiene importantes consecuencias para las perspectivas a largo plazo de suministro global de petróleo. La producción acumulada, hasta finales de 2008, de producción de petróleo convencional (crudo y líquido de gas natural) se sitúa en 1.1 trillones de barriles. En el Escenario de Referencia, la producción acumulada para el año 2030 se prevé que ascenderá a más de 1.8 trillones de barriles. La cuota de producción de los recursos recuperables podría elevarse alrededor de un tercio a cerca de la mitad para el año 2030. Sin embargo, el crecimiento mucho más lento de la producción petrolera en el Escenario 450 significa que la proporción de la producción de los recursos recuperables en el año 2030 sigue siendo inferior, aplazando del pico en la producción mundial de petróleo convencional.

Incluso en el Escenario 450, la India y China, donde se prevé que surja el mayor aumento de la demanda, se vuelven más dependientes de las importaciones de petróleo a finales del período de proyección. El volumen del comercio interregional en consecuencia continúa su expansión, pero mucho menos que en el Escenario de Referencia. De hecho, las diferencias entre los dos escenarios son importantes. Por ejemplo, en los 450 Escenario las importaciones de petróleo a los Estados Unidos están a menos de 8 mbd en 2030, 2 mbd menos que en el Escenario de Referencia y dos tercios de su nivel actual. Tendencias similares se observan en la Unión Europea y Japón, se derivan importantes beneficios en términos de seguridad del suministro y el ahorro en las facturas de importación de petróleo.

China e India también importan menos en comparación con el Escenario de Referencia, pero sus importaciones todavía aumentarán de forma considerable en comparación con 2008. Las importaciones de China alcanzan 11 mbd en 2030, mientras que la India alcance de 5.4 mbd⁷⁷.

Gráfica 21. Importaciones netas de petróleo en regiones seleccionadas por escenario



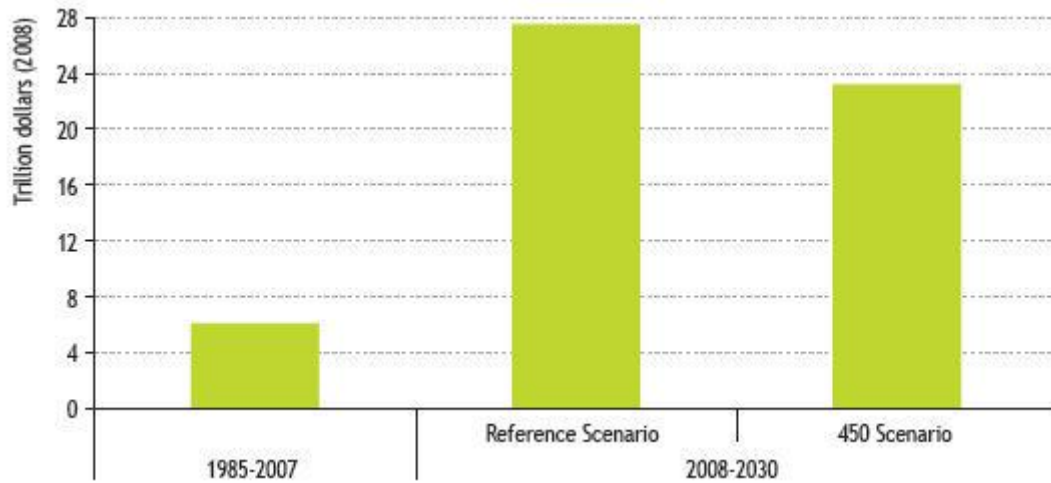
Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Las exportaciones de los productores de la OPEP en el Escenario 450 se incrementan de 28 mbd en 2008 a 37 mbd en 2030⁷⁸. Aumenta la disponibilidad de exportación inclusive más que la producción, la demanda interna en estos países es mitigada por medidas para frenar el uso de combustibles fósiles, lo que permite comercializar más petróleo para la exportación. Esto tiene una consecuencia directa sobre los ingresos, que asciende a \$ 23 trillones durante el período de la perspectiva, un aumento de cuatro veces en comparación con el período de 1985-2007. Esto es \$ 4 trillones menos que en el Escenario de Referencia, pero esto puede ser visto sólo como un aplazamiento de los ingresos, ya que más reservas se dejan en el subsuelo para generar ingresos para las generaciones futuras.

⁷⁷ Ibid

⁷⁸ IEA, World Energy Outlook 2009

Gráfica 22. Ingresos cumulativos de la exportación de petróleo en la OPEP por escenario



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Gas Natural

El aumento más lento en la producción de gas en el Escenario de 450 en comparación con el Escenario de Referencia, que resulta en una menor demanda y menores precios, afecta a todas las regiones exportadoras, pero de manera desproporcionada a las regiones con mayor elasticidad en los precios, es decir, las situadas a mayor distancia de los centros de demanda. La producción en Medio Oriente y Rusia declinará más, tanto en volumen como en términos porcentuales. El pico de producción de Rusia llega alrededor del 2020 a 650 millones de metros cúbicos y disminuye a 580 millones de metros cúbicos en 2030 un 10% inferior al 2007 y el 24% por debajo del Escenario de Referencia. En Medio Oriente, la producción de gas se expande de manera constante, desde 357 millones de metros cúbicos en 2007 a 645 millones de metros cúbicos en 2030, aunque esto es todavía 21% por debajo del Escenario de Referencia. La producción de gas en el norte de África, principalmente derivados de gas asociado, se reduce en sólo 14% en comparación con el Escenario de Referencia, como consecuencia de la proximidad al mercado europeo. Aunque la producción mundial sigue incrementando en el Escenario 450, la mayor parte del crecimiento proviene de Medio Oriente, África, el Caspio y América Latina. Mientras tanto, la producción de

gas en los países de la OCDE disminución marginalmente de 1.124 millones de metros cúbicos en 2007 a 1.040 millones de metros cúbicos en 2030, 141 millones de metros cúbicos menor que en el Escenario de Referencia⁷⁹.

El comercio de gas interregional crece más lentamente en el Escenario 450 que en el Escenario de Referencia. Si bien la Unión Europea y China, continúan importando más actualmente que en 2030, las importaciones japonesas de gas natural licuado (GNL) caen por debajo de los niveles de 2007 en ese año. En los Estados Unidos, el aumento de la demanda de gas alrededor del 2025, en comparación con el Escenario de Referencia, se atiende principalmente a través de las importaciones de GNL. La demanda mundial de GNL es menor que en el Escenario de Referencia y los precios son un 20% menor en 2030. Estos precios más bajos de GNL significa que, en la India, donde la demanda de gas natural crece a un ritmo similar al que en el Escenario de Referencia, las importaciones de GNL serán más competitivas que la oferta interna.

Tabla 5. Importaciones de gas natural por regiones y escenario
(bcm)

	2007	Reference Scenario 2020	450 Scenario 2020	Reference Scenario 2030	450 Scenario 2030
United States	114	50	78	43	61
European Union	312	425	391	516	428
Japan	97	99	88	106	94
China	4	49	40	117	91
India	10	28	24	52	63

Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Carbón

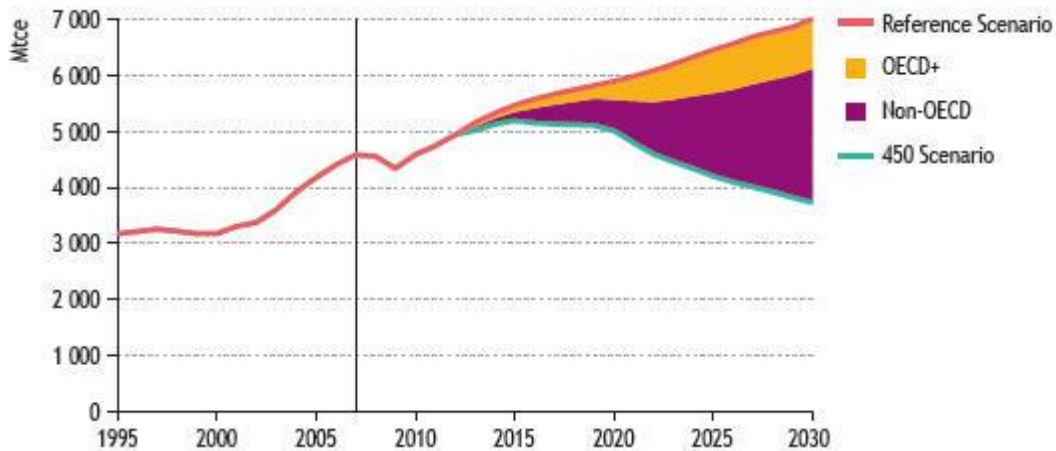
El hecho de que la demanda de carbón es fuertemente baja en el Escenario 450 que en el Escenario de Referencia tiene un impacto significativo en los precios del carbón. En el Escenario 450, son 46% más bajo que en 2030 que en su pico en 2008. La producción mundial de carbón sigue a la demanda expandiéndose al

⁷⁹ Ibid

2015, estabilizándose hasta 2020 y luego cae a niveles de 2003 para 2030. China sigue siendo el mayor productor mundial de carbón, con una producción de 1.964 Mtce en 2030. Los Estados Unidos sigue siendo el segundo productor de carbón en el período de proyección, con la producción significativamente menor que en el Escenario de Referencia.

La producción en las regiones exportadoras es menor, debido principalmente a una menor demanda en los mercados de exportación y a los efectos adversos de la disminución de los precios internacionales del carbón en los productores de alto costo, como Rusia. En general, los países de la OCDE representan casi las tres cuartas partes de la reducción de la producción en 2030 en relación con el Escenario de Referencia.

Gráfica 23. Cambio en la producción de carbón por escenario.



Fuente: IEA. World Energy Outlook 2009.

Cambio en la producción de carbón por escenario y región

El comercio mundial inter regional de la hulla crece en el Escenario 450 en el 0.4% por año entre 2007 y 2020, llegando a casi 700 Mtce en 2020. El comercio crece un poco más lentamente que la demanda, ya que la mayoría del carbón sigue siendo consumido en la región en la cual se produce. En 2020, el comercio es un 16% más bajos que en el Escenario de Referencia, mientras que para el año 2030, el comercio neto es de alrededor de los niveles del 2002 en 506 Mtce, que

es de 53% por debajo del Escenario de Referencia. En contraste con su situación en el Escenario de Referencia, China vuelve a la autosuficiencia en el período de la perspectiva. Las importaciones netas de la India se duplicarán en 2020 respecto a 2007, aunque el nivel de las importaciones es casi un 60% menos en comparación con el Escenario de Referencia. Australia sigue siendo el más grande exportador mundial de carbón, exportando 216 Mtce en 2030, seguido por Indonesia, que exporta 103 Mtce. Otros grandes exportadores netos, como Colombia, Sudáfrica y Rusia, ven que sus exportaciones netas disminuyen por debajo de los niveles actuales⁸⁰.

⁸⁰ Ibid

1.3 EIA (Energy Information Administration)

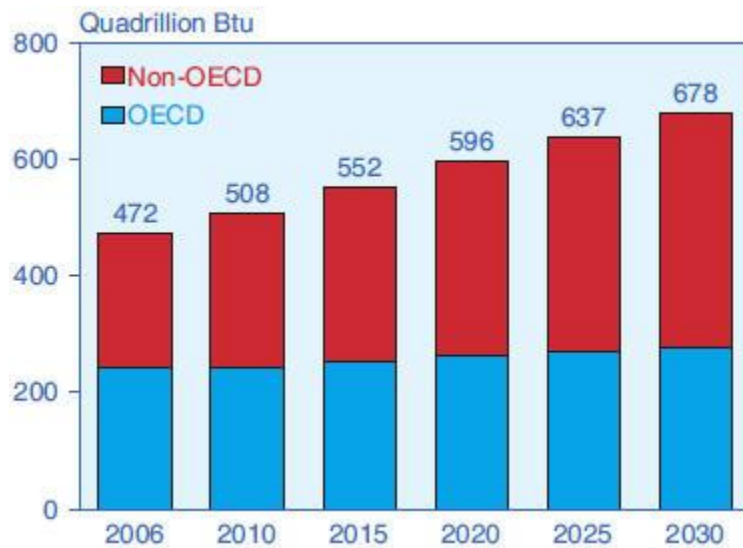
El International Energy Outlook 2009 (IEO2009) presenta una evaluación realizada por la Energy Information Administration (EIA) de las perspectivas de los mercados internacionales de la energía hasta el año 2030 incluyendo perspectivas para los tipos de energía y las emisiones de dióxido de carbono asociadas a estos.

El consumo mundial de energía comercializada se prevé que aumente un 44% desde 2006 hasta el 2030. La demanda total de energía en los países No OCDE aumenta en un 73%, en comparación con un aumento del 15% en los países de la OCDE.

El caso de referencia del IEO2009 refleja un escenario en el que las leyes y políticas actuales permanecerán invariables durante todo el período de proyección, el consumo mundial de energía comercializada se prevé que crezca un 44% durante el período el 2006 al 2030. El consumo total de energía mundial es de 472 cuatrillones de unidades térmicas británicas (Btu) en 2006 a 552 cuatrillones de BTU's en 2015 y luego a 678 cuatrillones de BTU's en 2030⁸¹. La actual recesión económica mundial desalienta la demanda mundial de energía en el corto plazo, así como también, la manufactura y demanda de bienes y servicios se desacelera. A largo plazo, con la recuperación económica anticipada a partir de 2010, la mayoría de las naciones retornara a la tendencia de crecimiento del ingreso y la demanda de energía.

⁸¹ International Energy Outlook 2009

Gráfica 24. Consumo mundial de energía comercializada, 2006-2030



Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

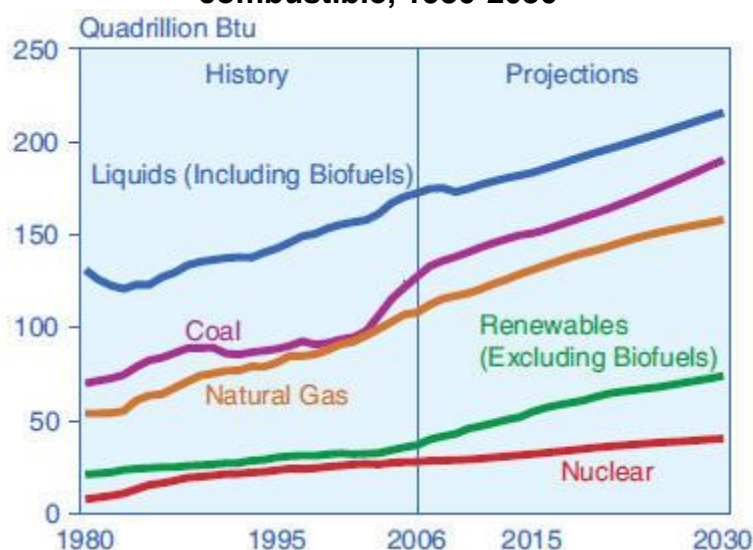
El crecimiento más rápido de la demanda de energía del 2006 hasta el 2030 se prevé para los países fuera de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (Naciones No OCDE). El consumo total de energía fuera de la OCDE aumenta en un 73% en el caso de proyección IEO2009 de referencia, en comparación con un aumento del 15% en el consumo de energía entre los países de la OCDE. El fuerte crecimiento a largo plazo el PIB en las economías emergentes de los países no pertenecientes a la OCDE impulsa el crecimiento acelerado de la demanda energética. En todas las regiones combinadas fuera de la OCDE, la actividad económica medida por el PIB en términos de paridad de poder adquisitivo, se incrementa en un 4.9% por año en promedio, en comparación con un promedio de 2.2% por año para los países de la OCDE.⁸²

En el caso de referencia del IEO2009 aumenta el consumo mundial de energía comercializada de todas las fuentes de energía durante el período de la proyección desde el 2006 hasta el 2030. Los combustibles fósiles (combustibles líquidos y otros derivados, gas natural y carbón) se esperan que continúe el suministro de gran parte de la energía utilizada en todo el mundo. El suministro de

⁸² International Energy Outlook 2009

líquidos abarca la mayor parte del consumo mundial de energía durante el período considerado, sin embargo, su cuota sufre una caída del 36% en 2006 a 32% en 2030, debido a la previsión de altos precios mundiales del petróleo, se espera que esto produzca que muchos usuarios de energía, especialmente en los sectores industriales y de energía eléctrica, un cambio a combustibles líquidos cuando sea posible.

Gráfica 25. Consumo mundial de energía comercializada por tipo de combustible, 1980-2030



Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

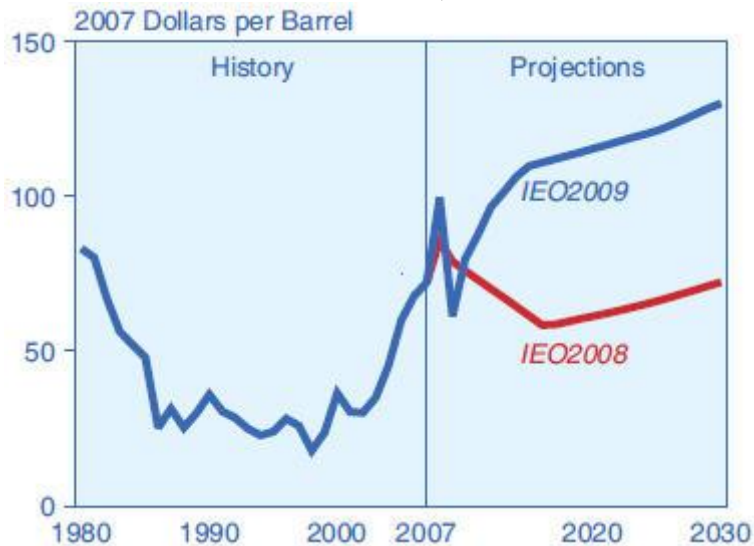
Los precios promedio del petróleo a nivel mundial, aumentaron cada año entre 2003 y 2008. Los precios spot llegaron a 147 dólares por barril (en dólares nominales) a mediados de julio de 2008, cuando estaban muy por encima del precio récord histórico ajustado por inflación de un barril de petróleo. Después de alcanzar la marca en Julio del 2008, los precios cayeron bruscamente. A medida que las economías del mundo se recuperan, los precios mundiales del petróleo se asumen que realcen y aumenten en términos reales hasta el año 2030. En el caso de referencia IEO2009, el precio del crudo dulce ligero en los Estados Unidos (en dólares de 2007 reales) se eleva de \$61 por barril en 2009 a 110 dólares por barril en 2015 y \$130 por barril en 2030⁸³.

⁸³ International Energy Outlook 2009

Uso Mundial de Energía por tipo de combustible.

Los líquidos se espera que se mantenga como la fuente dominante de energía en el mundo en toda la proyección de referencia del IEO2009, dada su importancia en el transporte y los sectores industriales de uso final. La utilización mundial de líquidos y otros derivados del petróleo crece de 85 millones de barriles por día en 2006 hasta 91 millones de barriles por día en 2015 y 107 millones de barriles por día en 2030. Sólo en el sector del transporte los líquidos son relativamente poco afectados por los altos precios proyectados del petróleo. Aunque los precios mundiales del petróleo en 2030 en el caso de referencia del IEO2009 son el 80% más altos que los previstos en el IEO2008, el consumo de líquidos en el sector del transporte mundial en 2030 es sólo el 9% menos que en el panorama de este año, lo que refleja la expectativa de que, en ausencia de importantes los avances tecnológicos, los líquidos seguirán siendo la fuente de energía primaria en el sector de transporte del mundo⁸⁴.

Gráfica 26. Precios mundiales del petróleo en el IEO2009 y IEO2008 en el caso de referencia, 1980-2030

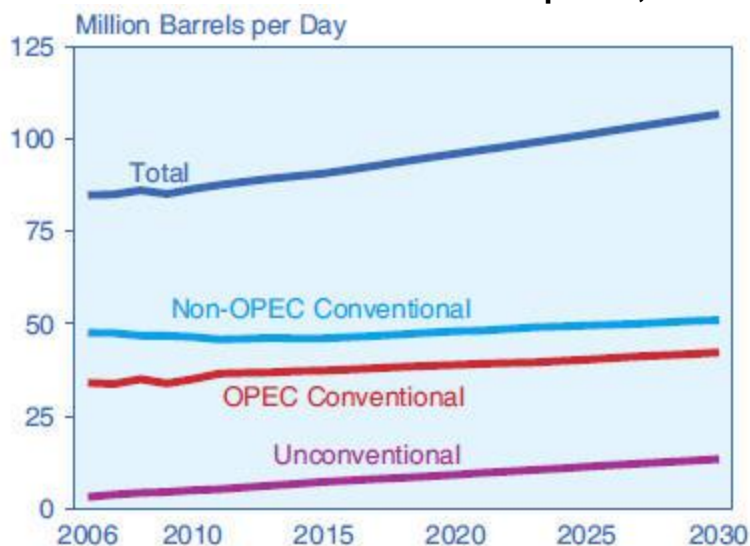


Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

⁸⁴ Ibid

Para satisfacer el incremento en la demanda mundial de líquidos en el caso de referencia del IEO2009, la oferta total en el año 2030 se prevé que sea de 22 millones de barriles diarios por encima del nivel del 2006 de 84.6 millones de barriles por día. El caso de referencia supone que la OPEP mantendrá una cuota de aproximadamente el 40% de la producción total de líquidos del mundo hasta el año 2030, en consonancia con las tendencias recientes. El aumento del volumen de líquidos convencionales (petróleo crudo y condensados, líquidos de planta de gas natural, y el aumento en la refinación) de miembros de la OPEP contribuirá con 8.2 millones de barriles diarios con el incremento total en el mundo de la producción de líquidos y el suministro de líquidos convencionales de los países no OPEP añadirán otros 3.4 millones de barriles diarios.

Gráfica 27. Producción mundial de líquidos, 2006-2030



Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

Los recursos no convencionales (incluyendo las arenas petrolíferas, aceite extra pesado, biocombustibles, carbón a líquidos, y gas a líquidos), tanto de la OPEP como los de la no-OPEP se espera que se conviertan cada vez más competitivos en el caso de referencia. La producción mundial de recursos no convencionales, ascendió a sólo 3.1 millones de barriles por día en 2006, aumenta a 13.4 millones

de barriles por día y representa el 13% del suministro total de líquidos del mundo en 2030.

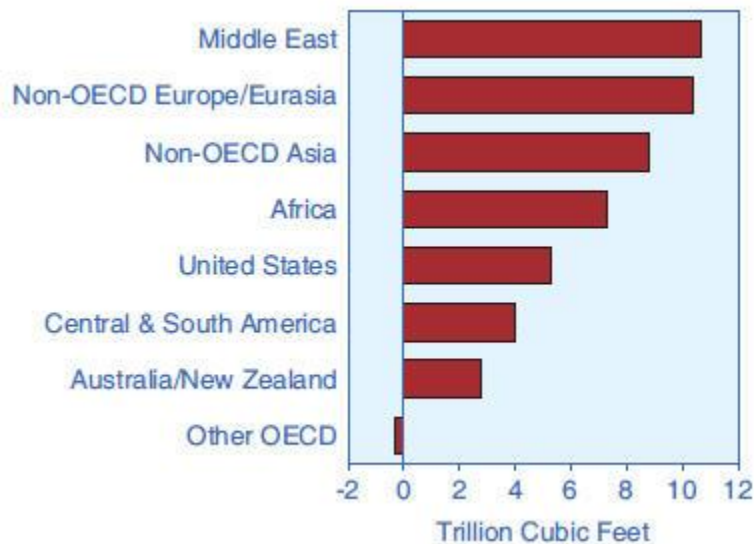
Los biocombustibles, incluyendo el etanol y el biodiesel, será una fuente cada vez más importante de suministro de líquidos no convencionales, alcanzando 5.9 millones de barriles por día en 2030. En particular se prevé un fuerte crecimiento del consumo de biocombustibles en los Estados Unidos, donde la producción de biocombustibles aumenta de 0.3 millones de barriles diarios en 2006 a 1.9 millones de barriles por día en 2030, apoyado por la legislación en el acta del Energy Independence and security del 2007 que determino un aumento en el uso de los biocombustibles. Otras regiones con considerables aumentos proyectados en la producción de biocombustibles de la OCDE incluyen Europa, países de la No OCDE en Asia, América Central y América del Sur. Estas regiones, junto con los Estados Unidos, representan el 75% del aumento mundial de la producción biocombustibles.

El consumo mundial de gas natural aumenta en el caso de referencia del IEO2009 de 104 trillones de pies cúbicos en 2006 hasta 153 trillones de pies cúbicos en 2030⁸⁵. Con los precios mundiales del petróleo recuperándose de su nivel de principios del 2009, mientras se recupera la economía mundial de la actual crisis, y sigue creciendo en términos reales hasta el final del período de proyección, los consumidores optaran por el gas natural relativamente menos costoso para sus necesidades de energía. Como resultado, el gas natural sigue siendo una fuente de energía clave en el sector industrial y para la generación de electricidad. El sector industrial consume actualmente más gas natural que cualquier otro sector de uso final, y esto se mantendrá así en el caso de referencia hasta el año 2030, cuando el 40% del suministro mundial de gas natural se utiliza con fines industriales. La generación de electricidad representa el 35% del consumo total de gas natural en el mundo en 2030, frente al 32% en 2006.

⁸⁵ International Energy Outlook 2009

Para satisfacer el crecimiento proyectado de la demanda de gas natural, los productores del mundo tendrán que aumentar la producción anual en 2030 a un nivel que es 49 trillones de pies cúbicos más alto que el total del 2006. Gran parte del aumento en la producción de gas natural se espera que procedan de los países no pertenecientes a la OCDE. En el caso de referencia del IEO2009, la producción de gas natural en las naciones no pertenecientes a la OCDE en el año 2030 es de 41 trillones de pies cúbicos más que en 2006, que representa alrededor del 84% del aumento total en la oferta mundial. Por regiones, el Medio Oriente, países No OCDE de Europa, Eurasia y Asia cada uno registra alrededor del 20% del aumento. África, que es una fuente importante de producción de gas natural, proporciona el 15% del incremento mundial total.

Gráfica 28. Cambio en la producción mundial de gas natural. 2006-2030



Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

La producción de gas natural de las naciones pertenecientes a la OCDE se prevé que aumente en 7.8 trillones de pies cúbicos en 2006 al 2030 en el caso de referencia. El mayor incremento entre los países de la OCDE se prevé para los Estados Unidos, en 5.3 trillones de pies cúbicos. El gas natural no convencional es el mayor contribuyente al crecimiento de la producción de los Estados Unidos, con el aumento de los precios y mejoras en la tecnología de perforación proporcionan los incentivos económicos necesarios para la explotación de los recursos más

costosos. La producción de gas no convencional, tanto del gas natural en formaciones de arenas compactas (tight sand) y formaciones de esquistos (shale formations), aumenta de un 47% en el 2006 a 56% en 2030 en los Estados Unidos⁸⁶.

En ausencia de políticas nacionales y / o acuerdos internacionales que limiten o reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero, el consumo mundial de carbón se proyecta que aumente de 127 cuatrillones de BTU's en 2006 a 190 cuatrillones de BTU's en 2030, con una tasa media anual del 1.7%. Gran parte del aumento previsto del consumo de carbón se produce en la región de Asia fuera de la OCDE, que representa casi el 90% del aumento mundial total del uso de carbón desde 2006 hasta 2030. De hecho, gran parte del aumento de la región en la demanda de energía se espera que sea alcanzado por el carbón, en particular en la energía eléctrica y los sectores industriales. Por ejemplo, la capacidad instalada de generación a carbón en China se prevé que sea casi el triple de 2006 a 2030, y el uso del carbón en el sector industrial de China crece casi un 60%⁸⁷.

La generación mundial de electricidad aumenta un 77% en el caso de referencia, de 18 trillones de kilowatt-hora en 2006 hasta 23.2 trillones kilowatt-hora en 2015 y 31.8 trillones kilowatt-hora en 2030. A pesar de la crisis económica actual se espera que para amortiguar la demanda de electricidad en el corto plazo, el caso de referencia IEO2009 asume que el crecimiento en la demanda de electricidad volverá a la tendencia a partir del 2010. En general, el crecimiento de los países de la OCDE, donde los mercados de la electricidad están bien establecidos y las pautas de consumo están maduras, es más lento que en los países no pertenecientes a la OCDE, donde una gran cantidad de demanda potencial sigue siendo insatisfecha. En el caso de referencia, la generación neta total en los países de la No OCDE aumenta en un promedio del 3.5% anual, comparado con un promedio de 1.2% por año en los países de la OCDE.

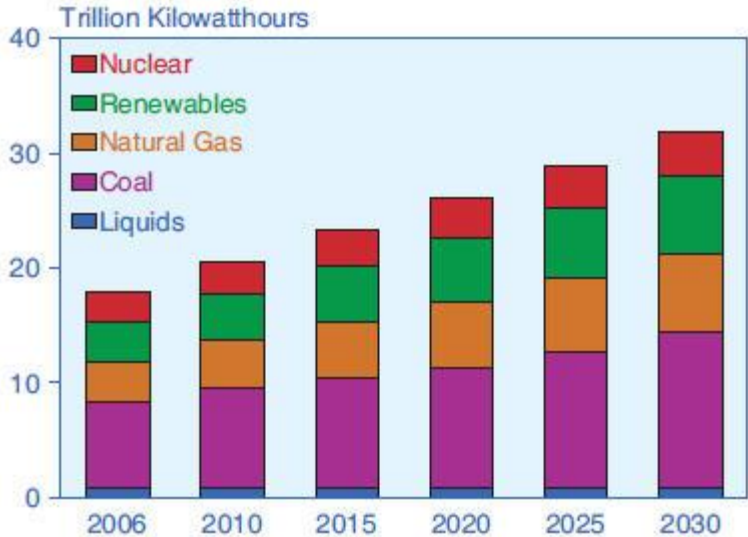
⁸⁶ Ibid

⁸⁷ Ibid

El rápido aumento de los precios de energía a nivel mundial desde el 2003 hasta el 2008, junto con las preocupaciones sobre las consecuencias ambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero, ha llevado a un renovado interés en el desarrollo de alternativas a los combustibles fósiles. La energía renovable es la fuente de más rápido crecimiento en la generación mundial de electricidad en el caso de referencia del IEO2009, con el apoyo tanto por los altos precios estimados en los combustibles fósiles y por los incentivos gubernamentales para el desarrollo de fuentes alternativas de energía.

Del 2006 al 2030, el uso mundial de energía renovables para la generación de electricidad crece en promedio 2.9% por año, y la participación de renovables en la generación de electricidad aumenta de 19% en 2006 a 21% en 2030⁸⁸. El gas natural y el carbón son el segundo y el tercer en crecimiento más rápido en las fuentes de energía para la generación de electricidad en la proyección, sin embargo, las perspectivas para el carbón, en particular, podría verse modificado por cualquier legislación futura que pueda reducir o limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Gráfica 29. Generación de electricidad por combustible, 2006-2030



Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

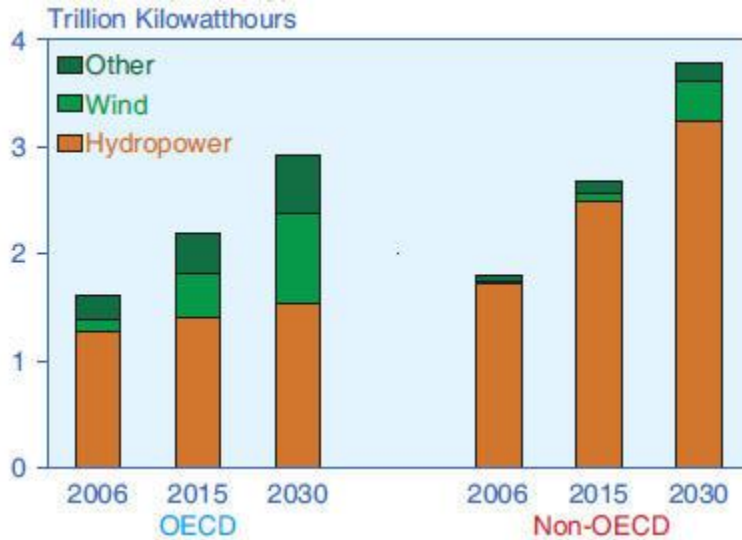
⁸⁸ International Energy Outlook 2009

Gran parte del aumento mundial en el suministro de electricidad renovable es alimentado por la energía hidráulica y eólica. De los 3.3 trillones de kilowatt-hora de la nueva generación de renovables añadidos durante el período de proyección, 1.8 trillones de kilowatt-hora (54%) se atribuye a la energía hidráulica y 1.1 trillones de kilowatt-hora (33%), a la eólica⁸⁹. Con excepción de esas dos fuentes, las tecnologías de energías renovables no son económicamente competitivas con los combustibles fósiles durante el período de proyección, fuera de un número limitado de nichos de mercado. La energía solar, por ejemplo, normalmente no es rentable, pero puede ser económico cuando los precios de la electricidad son altos y los incentivos gubernamentales están disponibles. De hecho, los incentivos gubernamentales o políticas suelen proporcionar el apoyo principal para la construcción de las instalaciones de generación de energía renovable.

En los países de la OCDE, la mayoría de los recursos hidroeléctricos económicamente explotables ya se han utilizado, y pocos son los proyectos hidroeléctricos a gran escala de energía previsto para el futuro. Como resultado, la mayor parte del crecimiento del uso de energía renovable en los países de la OCDE se espera de otras fuentes, encabezados por la eólica y biomasa. En los países No OCDE, la energía hidroeléctrica es la principal fuente de crecimiento de la energía renovable, con la construcción de plantas hidroeléctricas de mediana y grande escala en China, India, Brasil y varias naciones del sureste Asiático, incluyendo Vietnam y Laos. La generación de electricidad por energía eólica también se espera que crezca significativamente en los países no pertenecientes a la OCDE.

⁸⁹ Ibid

Gráfica 30. Generación de electricidad por energías renovables



Fuente: EIA. International Energy Outlook 2009.

La generación de electricidad por energía nuclear se proyecta en un aumento de alrededor de 2.7 trillones de kilowatt-hora desde 2006 hasta 3.8 trillones de kilowatt-hora en 2030, la preocupación por la subida de los precios de los combustibles fósiles, la seguridad energética y las emisiones de gases de efecto invernadero, permitirán apoyar el desarrollo de nueva capacidad de generación nuclear. Los altos precios de los combustibles fósiles permiten a la energía nuclear ser económicamente competitiva con la generación a partir de carbón, gas natural y líquidos a pesar de los costos relativamente altos de mantenimiento asociados con las plantas de energía nuclear. Por otra parte, se han implementado mayores tasas de utilización de la capacidad en instalaciones nucleares existentes, y se prevé que la mayoría de las plantas de energía nuclear más viejas de los países de la OCDE y No OCDE de Eurasia, se amplíe su vida útil.

A pesar del creciente interés mundial en el desarrollo de la energía nuclear, existe una considerable incertidumbre asociada a esta fuente de energía. Problemas que podrían frenar la expansión de la energía nuclear en el futuro incluyen seguridad de la planta, la eliminación de los residuos radiactivos, y las preocupaciones que el uranio pueda ser utilizado para crear armas nucleares. Estas cuestiones siguen planteando las preocupaciones del público en muchos países y pueden

obstaculizar el desarrollo de nuevos reactores de energía nuclear. Sin embargo, el caso de referencia del IEO2009 incorpora las mejores perspectivas para la energía nuclear. La proyección del IEO2009 para la generación de electricidad de origen nuclear en el año 2025 es de 25% más que la proyección publicada en IEO2004 hace sólo 5 años.

Se espera un mayor crecimiento en la energía nuclear para los países de la No OCDE Asia, donde se proyecta la generación de energía nuclear para crecer a una tasa promedio del 7.8% por año desde 2006 hasta 2030. La generación nuclear se prevé que aumente en un 8.9% por año en China y un 9.9% por año en la India. Fuera de Asia, el mayor aumento de la capacidad nuclear instalada entre las naciones fuera de la OCDE se prevé para Rusia, con un incremento en la generación de energía nuclear un promedio de 3.5% por año. Por el contrario, la OCDE en Europa, donde algunos gobiernos nacionales, entre ellos Alemania y Bélgica, aún tienen planes para eliminar gradualmente los programas nucleares por completo, se espera ver una pequeña disminución en la generación de energía nuclear.

Uso de la energía por sector

El sector industrial consume más energía que cualquier otro sector de uso final, en la actualidad consume aproximadamente la mitad de la energía total en el mundo. La energía es consumida en el sector industrial por un grupo diverso de industrias, incluyendo manufactura, agricultura, minería y la construcción para una amplia gama de actividades, tales como el procesamiento y el montaje, acondicionamiento del espacio, y la iluminación. A nivel mundial, el consumo de energía industrial se espera que crezca de 175 cuatrillones de Btu's en 2006 a 245.6 cuatrillones de Btu's en 2030⁹⁰.

Alrededor del 94% del aumento mundial en el consumo industrial del sector energético se prevé que se produzcan en las economías pertenecientes a la No

⁹⁰ International Energy Outlook 2009

OCDE, donde, impulsado por el rápido crecimiento económico, el consumo de energía industrial crece a una tasa media anual del 2.1% en el caso de referencia. Los motores clave del crecimiento fuera de la OCDE en la proyección son los denominados países "BRIC" (Brasil, Rusia, India y China), que representan más de dos tercios del crecimiento de fuera de la OCDE en el consumo de energía industrial a través de 2030. Debido a que las naciones de la OCDE están en una transición de una economía de manufactura a una economía de servicios en las últimas décadas y proyectando un crecimiento relativamente lento de la producción económica, el uso de energía industrial en la OCDE crece en un promedio de sólo 0.2% anual a partir de 2006 hasta el 2030.

El transporte sólo es superado por el sector industrial en términos de consumo mundial de energía, y es de particular importancia dado el papel de los combustibles líquidos en satisfacer la demanda de transporte. La participación del consumo de líquidos en el sector transporte aumenta de 51% en 2006 a 56% en 2030 en el caso de referencia IEO2009, que representa cerca del 80 por ciento del aumento total en el mundo del consumo de líquidos. Gran parte del crecimiento en el uso de energía para el transporte se prevé para los países no pertenecientes a la OCDE, donde en las economías en rápida expansión se espera ver un crecimiento fuerte en el consumo de líquidos como los sistemas de transporte motorizado y un aumento de los ingresos per cápita aumentará la demanda de automóviles. La energía para el transporte en países de la No OCDE aumenta en promedio del 2.7% por año desde 2006 hasta 2030.

El uso de la energía para los vehículos de motor personales (coches ligeros y camiones, así como vehículos de dos y tres ruedas) se incrementará en un 3.6% anual desde 2006 hasta 2030, mientras que el uso de energía para el transporte de pasajeros público (tren y autobús) también muestra un fuerte crecimiento del consumo de energía, con un promedio del 2.9% por año.

Capítulo 2. Mercado del Gas Natural

Generalidades

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos constituida principalmente por gas metano con proporciones variables de otros gases (butano, etano, propano, pentano, etc.) y gasolinas naturales. Cada molécula de metano está compuesta por un átomo de carbón y cuatro de hidrógeno.

Por su origen, el gas natural se clasifica en asociado y no asociado. El asociado se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. El no asociado, por el contrario, se encuentra en yacimientos sin aceite crudo, a las condiciones de presión y temperatura originales. En 2003, en México 70% de la producción fue de tipo asociado⁹¹.

Por su composición, el gas natural puede clasificarse en húmedo y seco. El húmedo se obtiene cuando del gas natural se eliminan las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos. Este tipo de gas, a su vez, se clasifica en húmedo dulce y húmedo amargo. El primero se caracteriza por contener productos licuables como gasolinas y gas LP (Licuado de Petróleo), en tanto que el segundo, adicionalmente, contiene compuestos corrosivos de azufre.

A diferencia de los anteriores, el gas seco, es un compuesto formado esencialmente por metano (94-99 por ciento) que contiene cantidades escasas de productos licuables. Para fines prácticos, los términos gas natural y gas seco son utilizados indistintamente.

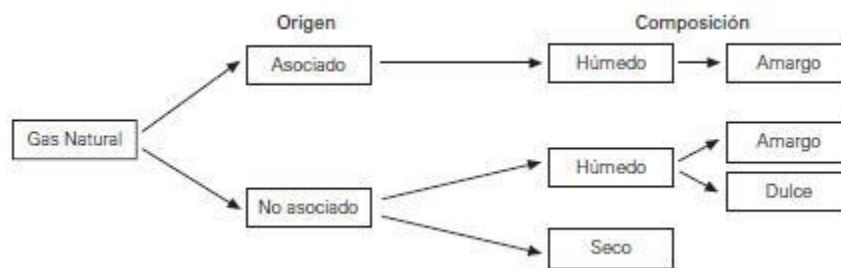
En los yacimientos, generalmente, el gas natural asociado se encuentra como gas húmedo amargo, mientras que el no asociado puede hallarse como húmedo amargo, húmedo dulce o seco.

⁹¹ Datos según PEMEX

Cabe señalar, sin embargo, que los dos últimos pueden ser obtenidos a partir del primero, una vez procesado. De suerte que, al eliminar los compuestos de azufre, el gas húmedo amargo se transforma en gas húmedo dulce, y al extraer de éste los productos licuables se obtiene el gas seco.

Por su almacenamiento o procesamiento, el gas se clasifica en gas natural comprimido, gas seco almacenado a alta presión en estado gaseoso en un recipiente, y gas natural licuado (GNL), compuesto predominantemente de metano, que ha sido licuado por compresión y enfriamiento para facilitar su transporte y almacenamiento.

Diagrama 1. Tipos de gas Natural



Fuente: Liberación de la Industria del gas natural, Serie propuestas No. 30. Diciembre 2003. Bancomer

Importancia del gas natural

El gas natural tiene una amplia presencia en la vida moderna. En el hogar resulta común su uso en la preparación de alimentos, en el secado de ropa y en la calefacción de habitaciones, pero también cuenta con una aplicación muy difundida en el comercio y los servicios. Por ejemplo, en restaurantes, instalaciones para alojamiento, hospitales y edificios de oficinas.

En la industria su utilización como combustible y materia prima es especialmente importante en las ramas de alimentos, petroquímica, química, siderurgia, vidrio y electricidad. En particular, en esta última, las nuevas plantas utilizan gas natural

como combustible y generan electricidad a partir de una turbina de gas y otra de vapor en lo que se conoce como tecnología de ciclo combinado. En estas unidades la eficiencia en el uso del combustible es de casi 60%, comparada con 34% en las tradicionales, basadas en combustóleo.

El uso de gas natural tiene varias ventajas: en primer lugar, una alta eficiencia. Desde el origen del suministro hasta su consumo final, nueve de cada diez unidades de energía extraídas del hidrocarburo son aprovechadas.¹ Otras fuentes energéticas como petróleo, carbón e hidroeléctrica, tienen una eficiencia de alrededor de 29% a causa de pérdidas en los procesos de producción, transporte-transmisión y distribución⁹².

En segundo lugar, como combustible es limpio y poco contaminante. Cuando arde genera de 40 a 45% menos dióxido de carbono que el carbón y de 20 a 30% menos que los derivados del petróleo. Sus emisiones de dióxido de azufre son prácticamente nulas y no produce partículas sólidas ni cenizas.

En tercer lugar, el hidrocarburo puede hallarse en combinación con el petróleo, en cuyo caso la extracción de ambos puede realizarse simultáneamente; ello explica por qué los principales países productores de petróleo también lo son de gas. No obstante, su obtención es menos costosa cuando los yacimientos donde se localiza están libres de otros hidrocarburos, es decir, son no asociados.

2.1. Características del Mercado del Gas Natural.

Hoy el gas natural es la tercera fuente de energía más utilizada en el planeta, después del petróleo y el carbón. A lo largo de esta década, ha sido un insumo esencial de la economía moderna en todo el mundo, motivado por una consolidación del desarrollo tecnológico que promueve el uso de combustibles

⁹² PEMEX

más limpios, eficientes, económicos y de fácil acceso, colocando al mercado del gas natural como uno de los más dinámicos y de mayor crecimiento.

A continuación se describirán los aspectos más importantes del mercado del gas natural como las reservas, producción, consumo, comercio exterior, precios, así como también la cadena de valor y la regionalización.

2.1.1. Cadena de valor

La cadena de valor se conoce como la serie de procesos o eslabones que le dan un valor agregado al gas natural, como lo es la exploración mediante la cual se detectan los yacimientos, la producción mediante la cual se extrae el recurso, el tratamiento donde se procesa y refina, el transporte mediante gasoductos o buque tanques y así como la distribución en las ciudades a los usuarios finales.

Exploración

Es la primera etapa de todo el proceso de la cadena de valor la cual consiste en el uso de diversas metodologías, (principalmente levantamiento sísmicas 2d y 3d, análisis geológicos, etc.) para la determinación de los yacimientos en el subsuelo.

Extracción

El gas natural se extrae perforando un pozo en el subsuelo, mediante un equipo de perforación, ya sea en tierra o en el mar. El recurso se extrae por tuberías de producción que llegan hasta yacimiento, del cual es enviado a través de ductos para su transporte

Tratamiento

El tratamiento del gas natural implica el refinado del gas natural para su posterior uso como un energético. Este proceso supone primero una extracción de los elementos líquidos del gas natural y después una separación entre los diferentes componentes que forman los líquidos.

Transporte

Una vez tratado, separado y refinado, el gas natural pasa a un sistema de transporte ya sea por ducto o buque tanque para llevarlo a los centro de consumo.

Los gasoductos son un sistema muy eficiente que solo sufre una mínima pérdida de energía al ser transportado, además que es un método más seguro y más barato que el GNL

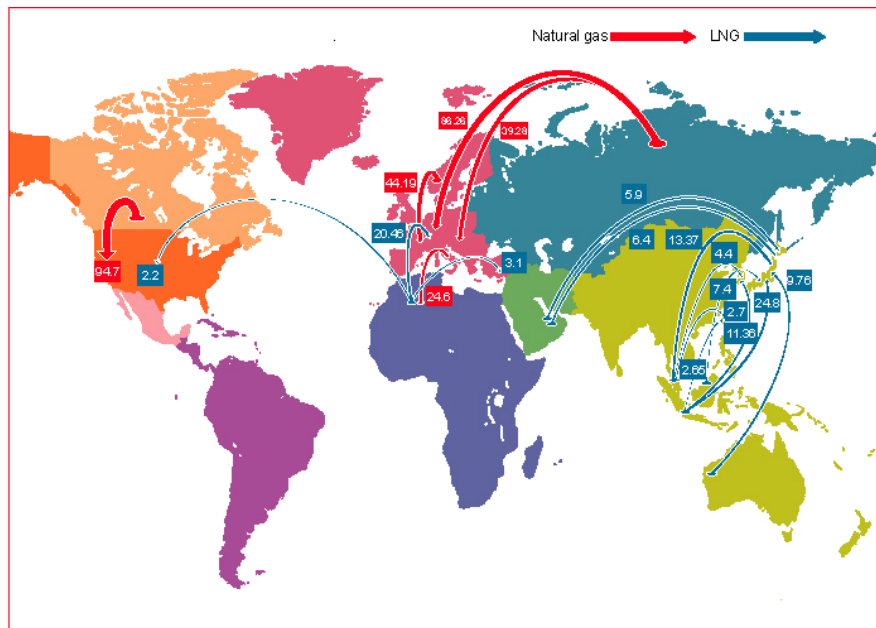
A través de buque tanques, el gas natural es licuado por compresión y enfriamiento, para facilitar su transporte y almacenamiento

Una vez transportado, por buque tanque o gasoducto, el gas natural llega a las zonas de consumo, y son empresas privadas o públicas, las que se encargan de distribuir el energético a los usuarios finales

2.1.2. Regionalización

Una de sus principales características de este mercado (a diferencia del petróleo, que es mundial) este se encuentra regionalizado.

Mapa 1. Regionalización del Gas



Fuente: V Seminario de Reguladores Iberoamericanos de Energías. La Antigua, septiembre 2008.

Las regiones son:

- Norteamérica
- América del Sur
- Rusia, Europa y norte de África
- Asia pacífico
- África y Medio Oriente⁹³

De los cuales los tres primeros el transporte es a través de gasoductos y en los dos últimos es por barco.

No se puede tener un mercado global de gas natural porque aún no existe la infraestructura suficiente y necesaria como para que esto se pueda dar.

Esto en parte es porque los países no aceptan en gran medida las plantas de regasificación de GNL, debido a aspectos ambientales. El gas se tiene que calentar para poder regresar a su estado gaseoso, y al encontrarse dichas plantas en el fondo marino, genera una diferencia de temperatura en el agua, lo que

⁹³ UNCTAD

podría dañar la flora y la fauna marina. Otro aspecto a considerar es la seguridad, ya que las instalaciones se podrían prestar a un ataque terrorista.

Aunque en estos últimos años el mercado del gas natural, se globaliza poco a poco gracias a la construcción de plantas de GNL, que lo libera de las ataduras de los gasoductos, un cambio muy esperado por los productores, que esperan que el precio lo fije el mercado y no los contratos.

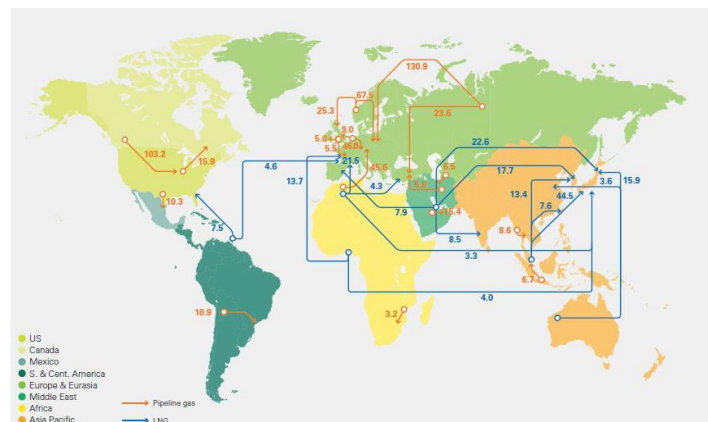
El mercado del gas funcionaba de manera simple: el producto se transportaba más fácilmente por gasoductos, por lo que siempre llegaba al mismo cliente.

Actualmente se está en una encrucijada entre la regionalización y la globalización de los mercados del gas, lo que según algunos expertos, desembocará en esto último y hará el mercado más flexible y esto será debido al GNL en un momento de demanda energética creciente.

Aumento de comercio de gas

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la demanda de gas natural pasará de 2.8 billones de m³ 2005 a 4.7 en 2030. El GNL supondrá el 84% del aumento del comercio de gas en 2030.

Mapa 2. Comercio Internacional de gas durante 2009



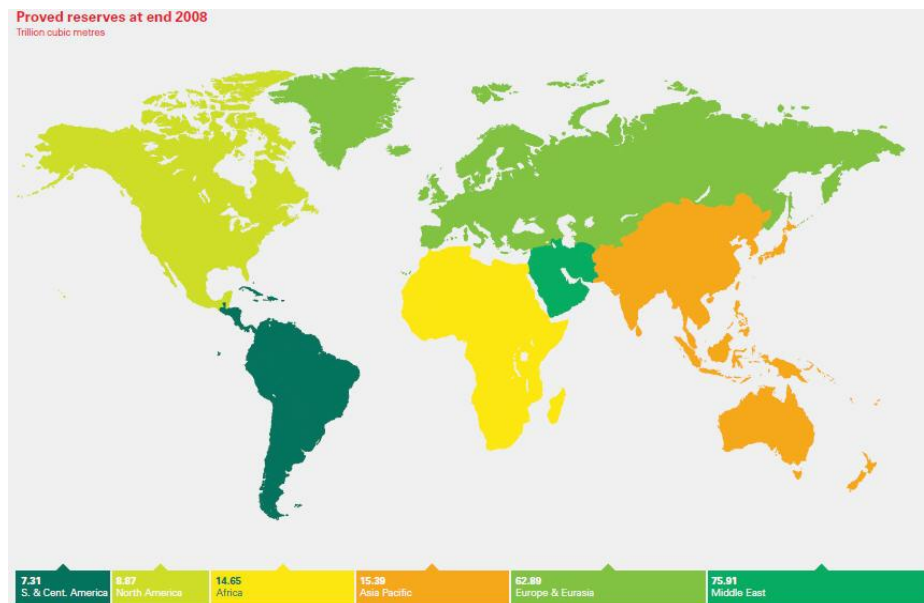
Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

Esto dará mucho más poder a los exportadores, que podrán redirigir su producción hacia los clientes que pagan más, recurriendo a la fijación de los precios en los mercados, como ocurre con el petróleo. Esto ofrecerá más seguridad de suministro, ya que habrá más acceso a fuentes diferentes de gas. Europa será así menos sensible a las presiones de un importante abastecedor como Rusia, si ésta decide reducir el transporte por gasoducto.

Otra característica es que el precio del gas natural, a diferencia del petróleo, no se ve afectado en gran medida por la especulación, debido a la característica que los precios están regionalizados.

Otro aspecto importante es la concentración de las reservas mundiales de gas.

Mapa 3. Reservas mundiales de gas natural



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

Como se puede observar en la figura las estimaciones de las reservas probadas de gas nos indican que el 41% de estas reservas están localizadas en Oriente Medio y el 30% en Rusia⁹⁴. Esto convierte a esas regiones en zonas altamente

⁹⁴ BP Statistical Review of World Energy 2009

codiciadas para empresas transnacionales, así como también transforma a esos países en potencias energéticas.

2.2. Mercado Internacional de Gas Natural

2.2.1. Consumo

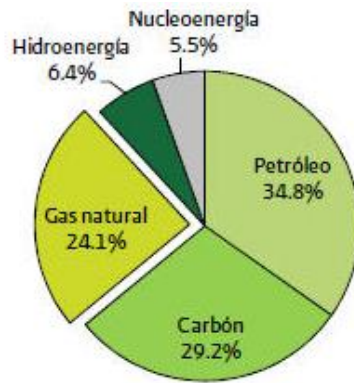
El 2008 fue un año sin precedentes para la economía mundial y los mercados energéticos, los precios de la energía crecieron enormemente, alcanzando récords al alza, y luego cayeron abruptamente hacia el final del año. El consumo de energía primaria mundial aumentó 1.7% respecto al 2007, proveniente de una menor actividad económica y altos precios en los energéticos. Este crecimiento del consumo mundial energético se convirtió en el promedio más bajo desde 2001.

Tabla 6. Consumo mundial de energía primaria (mtpce)

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	variación 2008/2007	tmca 1998/2008
Total mundial	8,888	9,021	9,263	9,323	9,503	9,811	10,259	10,555	10,821	11,104	11,295	1.7	2.4
Petróleo	3,439	3,510	3,551	3,571	3,606	3,672	3,811	3,862	3,894	3,939	3,928	-0.3	1.3
Carbón	2,262	2,251	2,338	2,350	2,405	2,598	2,766	2,907	3,042	3,194	3,304	3.4	3.9
Gas natural	2,050	2,097	2,188	2,215	2,284	2,345	2,423	2,501	2,566	2,652	2,726	2.8	2.9
Hidroenergía	588	593	600	586	597	597	634	658	684	696	718	3.1	2.0
Nucleoenergía	550	571	584	601	611	599	625	627	635	623	620	-0.5	1.2

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, Junio 2009.

Gráfica 31. Consumo mundial de energía primaria por tipo de fuente, 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

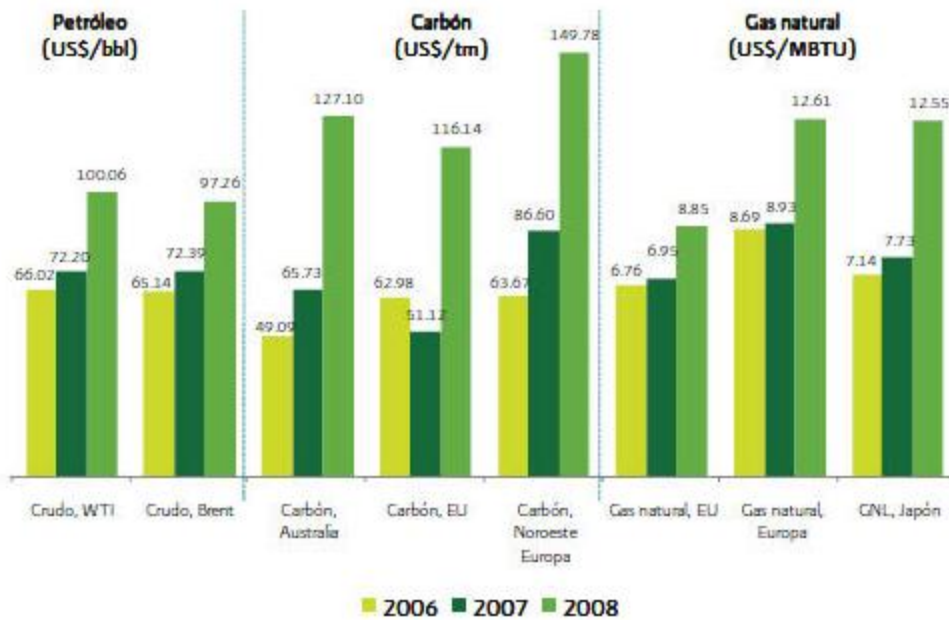
El uso de carbón en 2008, creció más rápido que el petróleo y gas, principalmente debido al consumo de China. Esto debido a las características del carbón que es barato y abundante. Estados Unidos, Rusia, China e India poseen el 68.6% de las reservas mundiales de carbón⁹⁵.

En este mismo año, el carbón con referencia en Australia registró un alza en el precio respecto al año previo, al pasar de 65.73 a 127.10 dólares por tonelada métrica. Este aumento fue generalizado en todas las regiones de consumo, debido a esto, el carbón continuó como la segunda fuente de energía más consumida en el mundo con 29.2% del total.⁹⁶

⁹⁵ OPEP, *World Oil Outlook 2009*,

⁹⁶ Energy Information Administration *U.S. Coal Supply and Demand: 2008 review*,

Gráfica 32. Precios de los combustibles fósiles 2006, 2007 y 2008

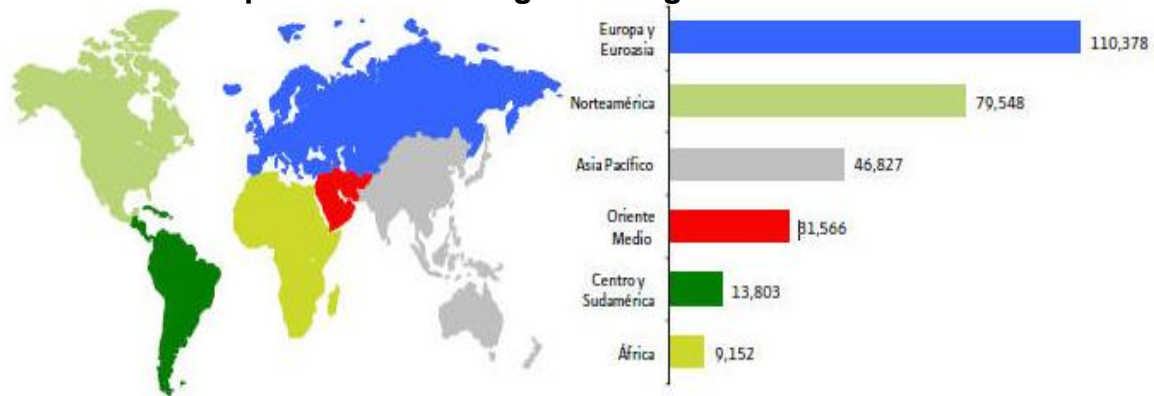


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

En la primera mitad del 2008, se presentó un fuerte aumento en el consumo en la mayoría de las regiones; en algunos países llegó a más del 10%, sin embargo en la segunda mitad del año comenzó un revés dramático como consecuencia de la recesión económica global. A pesar de ello, el consumo mundial de gas natural fue de 291,273 millones de pies cúbicos diarios (mpcd), 32.7% más elevado que el de hace una década, y 2.5% mayor respecto a 2007.

Las regiones con mayor consumo son Europa-Eurasia, Norteamérica y Asia-Pacífico, que en conjunto representan 81.3% de la demanda global. Si bien, el consumo creció en 7,017 mpcd sumando todas las regiones en el 2008, el incremento fue notable en regiones como Asia-Pacífico y Medio Oriente, que crecieron en un volumen de 2,626 y 2,220 mpcd, respectivamente.

Mapa 4. Consumo regional de gas natural en 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

En el 2008 se presentaron dos periodos muy diferentes, el primero donde la demanda de gas natural creció en promedio de 5% durante la primera mitad del año y el segundo con una caída de la economía y la relación del precio del gas natural con el petróleo, ocasionaron una caída de 3.7% en la demanda de gas en este año.

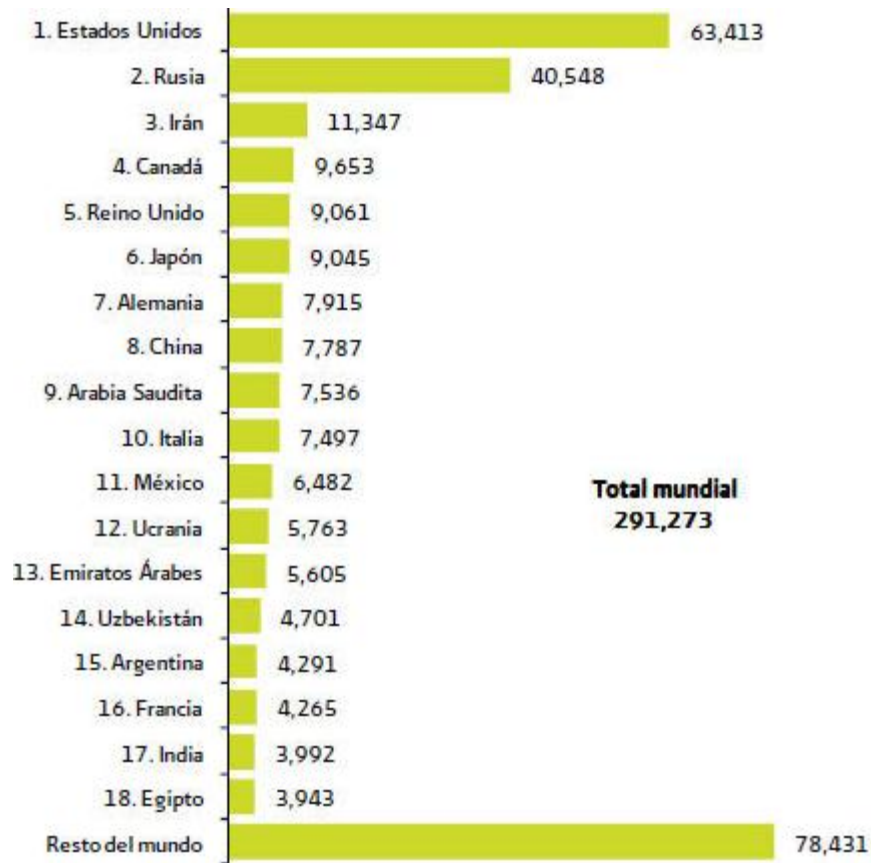
El consumo en 2008, en Estados Unidos fue de 63,413 mpcd, manteniéndose como el mayor consumidor de gas en el mundo. Esta demanda provocó un segundo récord de consumo, después del registrado en el año 2000 de 63,751 mpcd. En 2008, los sectores residencial, comercial y transporte tuvieron incrementos en el consumo de gas natural en Estados Unidos, pero la recesión económica disminuyó el consumo de gas en el sector industrial y de generación de electricidad.⁹⁷

En este último sector, la demanda de gas disminuyó 2.9% derivado de un verano templado, un aumento creciente de los precios del gas en el primer semestre, y una demanda menor de electricidad en la segunda parte del año⁹⁸.

⁹⁷ Energy Information Administration, Natural Gas Year-In Review 2008

⁹⁸ Ibid

Grafica 33. Consumo mundial de gas natural, 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

2.2.2. Reservas

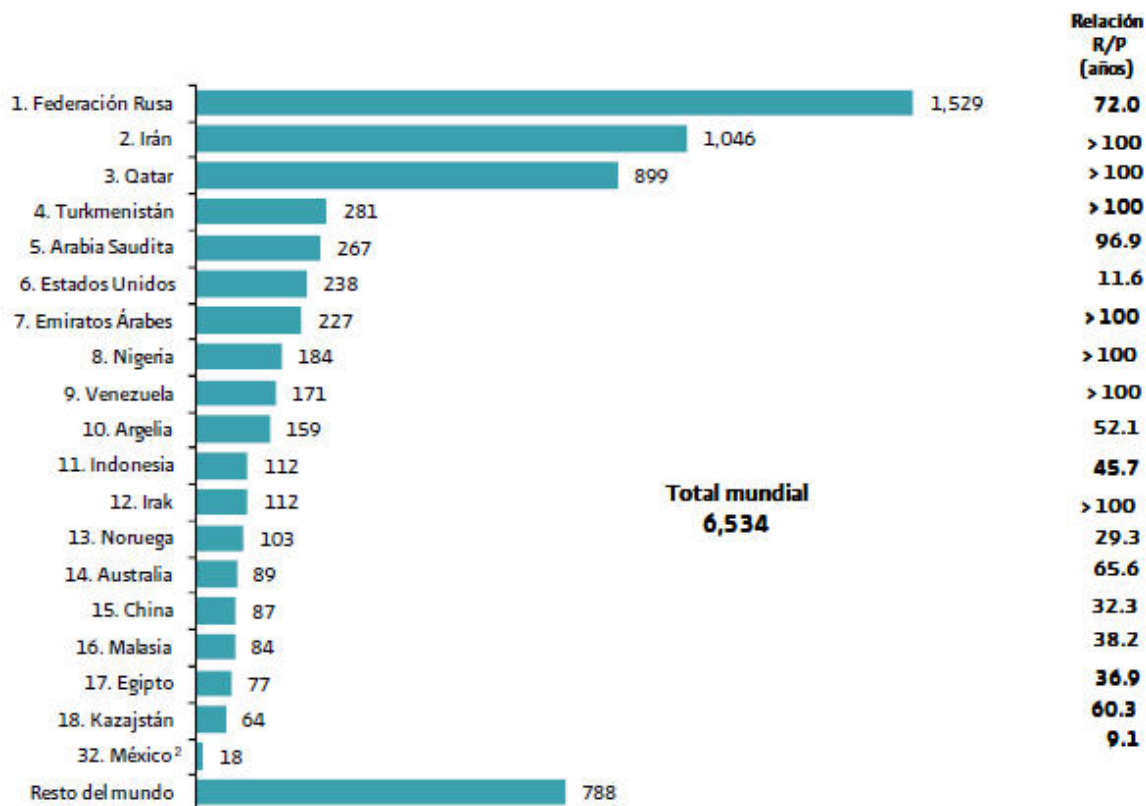
Las reservas mundiales de gas natural a través del tiempo han tenido un ligero crecimiento. Sin embargo, en 2008 las reservas probadas de gas natural totalizaron 6,534 billones de pies cúbicos un 4.5% más que en 2007. Este incremento fue significativo para 2008, ya que las reservas prácticamente habían permanecido constantes con un promedio de crecimiento de 0.7% en el periodo 2004-2007. A niveles actuales de producción, la relación reservas-producción (R/P) es de 60.4 años, en tanto que la de petróleo es de 42.0 años.

En 2008 los principales aumentos de reservas se dieron en Turkmenistán, con 195 mmpc colocándolo como el cuarto país con más reservas de gas, el año pasado

no figuraba ni siquiera entre los primeros 18 países. Otro importante incremento fue Irán, aumentando 5.3%, con respecto al año anterior, lo que representa un volumen 52 mmpcd, consolidándolo como el segundo país con más reservas de gas en el mundo.

En 2008, las reservas de Estados Unidos mantuvieron un nivel de 238 mmpcd, haciendo mención que la mayoría de la restitución es debido a gas de esquistos (shale gas). Estas adiciones de gas de esquistos se deben a la innovación de tecnologías que han vuelto económicamente viable la recuperación en dichos plays. Las mejoras se han hecho con perforación horizontal y estimulación por fracturamiento hidráulico, pudiéndose aplicar en yacimientos de esquistos alrededor del mundo. Rusia, Irán y Qatar tienen más del 50% de las reservas de gas en el mundo.

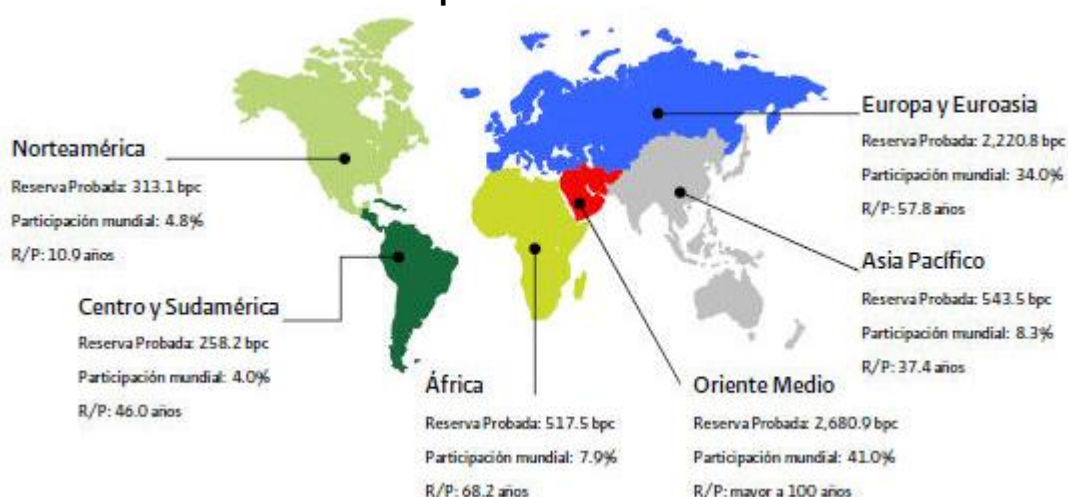
Grafica 34. Reservas probadas mundiales de gas natural, 2008



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

La relación Reservas-Producción en las regiones es muy variada; en Norteamérica es de 10.9 años, siendo esta la menor; en Centro y Sudamérica de 46.0 años; en África de 68.2 años; en Asia-Pacífico de 37.4 años. En Europa-Eurasia, con 57.8 años. Esto se debe a que la Federación Rusa cuenta con casi una cuarta parte de las reservas de gas natural en el mundo (23.4%). En Medio Oriente se concentran las mayores reservas con 2,680.9 mmpcd 41% del total en el mundo, y la relación R/P es mayor a 100 años⁹⁹.

Mapa 5. Distribución de las reservas probadas de gas seco, 2008 (billones de pies cúbicos)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

2.2.3. Producción

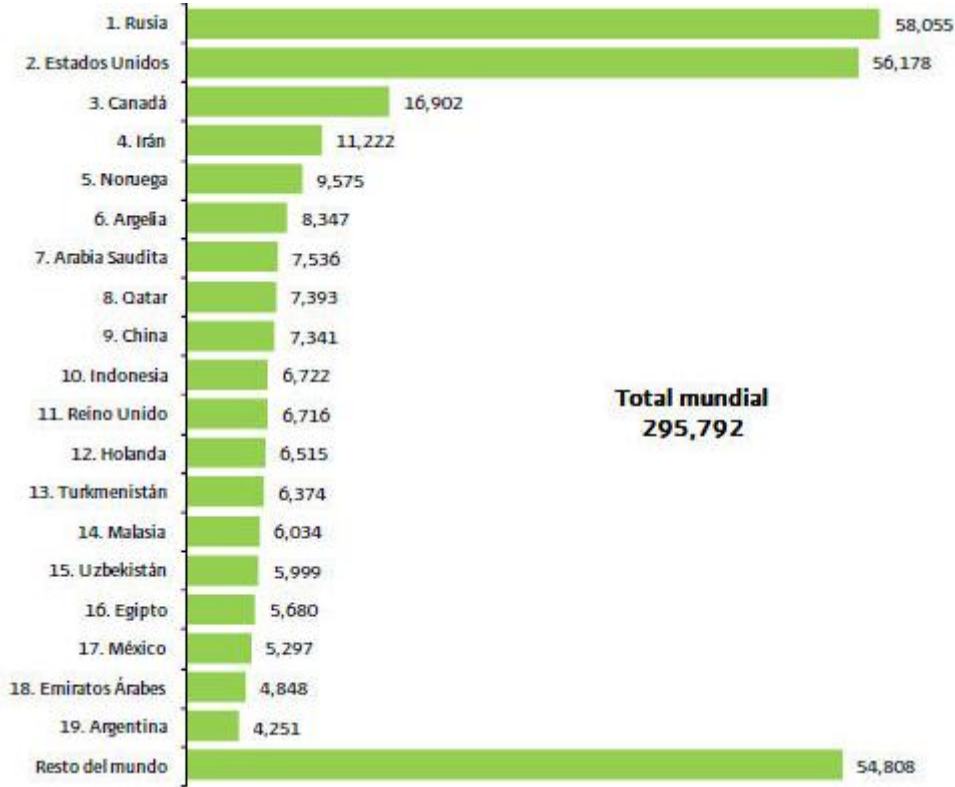
La producción mundial de gas tuvo en 2008 un año superavitario respecto al consumo. Debido el alza en los precios en la primera mitad del año, lo que hizo atractivo para los productores incrementar la oferta, y en la segunda parte del año dada la caída del consumo por la recesión. El nivel de producción promedio fue de 295,792 mpcd en 2008, esto es un incremento del 3.8% respecto al año anterior.

⁹⁹ BP Statistical Review of World Energy 2009

Los principales países productores son Rusia con 58,055 mpcd y Estados Unidos con 56,178 mpcd con una amplia brecha de producción entre los demás países.

Otros países presentaron incrementos importantes en los niveles de producción durante 2008. De acuerdo con la versión anterior del BP Statistical Review of World Energy ocho países presentaban niveles de producción por encima de los 7,000 mpcd en 2007, para 2008 fueron nueve países y el Reino Unido bajó su producción respecto al año anterior. Cabe señalar que Egipto y México rebasaron este año a Emiratos Árabes en la producción de gas seco, lo que los colocó en el lugar 16 y 17, respectivamente, considerando la clasificación del BP Statistical Review of World Energy.

Grafica 35. Producción mundial de gas seco, 2008 (mpcd)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2009

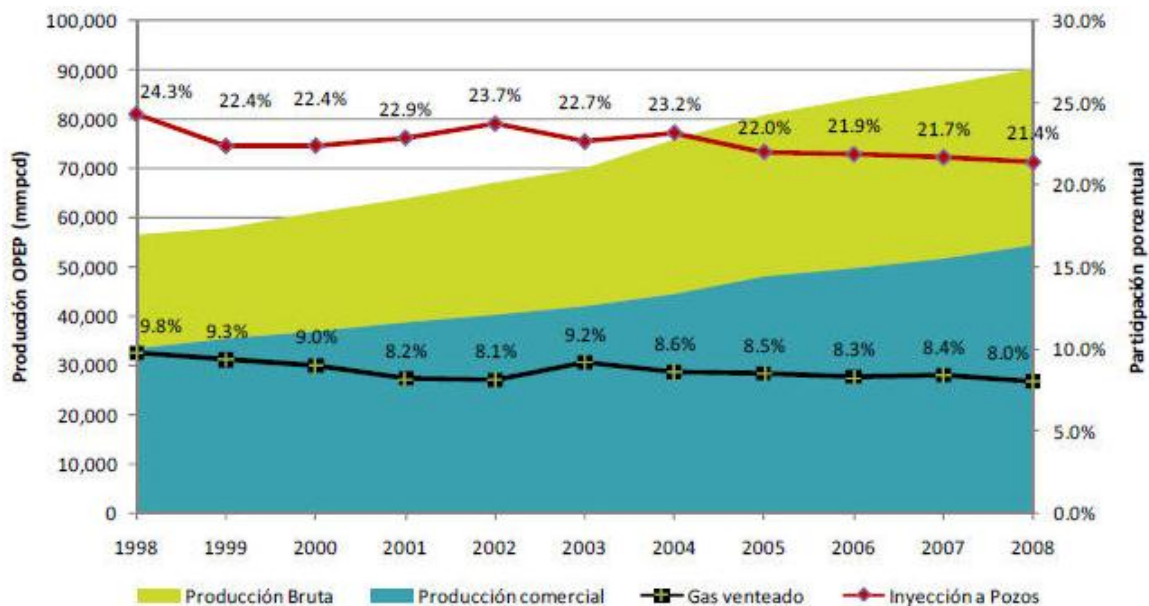
En la región europea solo Noruega y Holanda, presentaron incrementos importantes, aunque la producción de los demás países disminuyó. La producción

de Noruega aumento en 900 mpcd en el año. En Holanda, el incremento fue de 657 mpcd para llegar a 6,515 mpcd.

En la región de Asia-Pacífico, China se consolidó como el principal productor de gas natural en 2008 y produjo 7,341 mpcd, un incremento del 9.6% con respecto al año anterior. El desarrollo upstream de la industria de gas en China se realiza por tres compañías nacionales: CNPC (PetroChina), Sinopec y CNOOC. Con una participación de la producción del 79.7% de CNPC, 9.9% de Sinopec y 9.9% de CNOOC.

La OPEP produjo 44.8% del petróleo y 18.5% del gas seco en el mundo durante 2008. Cinco países miembros se encuentran entre los 10 principales productores del mundo, Irán, Argelia, Arabia Saudita, Qatar e Indonesia. Muchos de los países de la OPEP poseen demandas internas menores a su producción, lo que les permite colocar excedentes fuera de sus regiones geográficas.

Grafica 36. Producción bruta y comercial de gas de la OPEP, 1998-2008



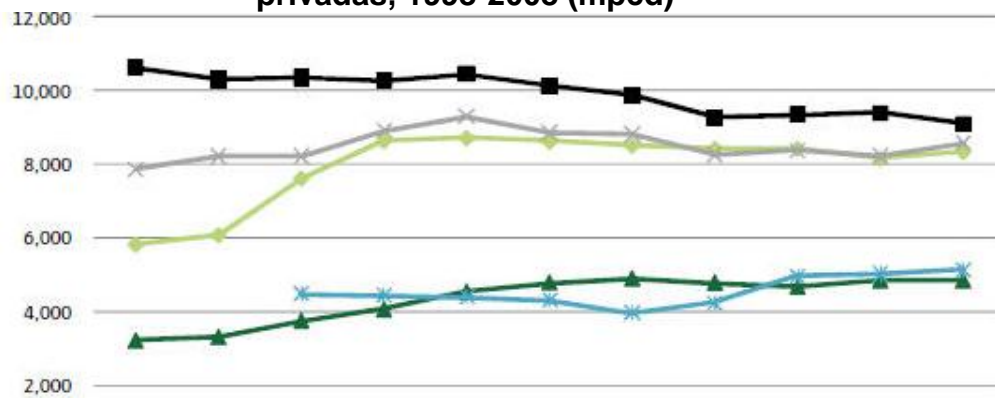
Fuente: Annual Statistical Bulletin OPEC, 2008

Entre las mejoras operativas que la OPEP ha implementado para aumentar la producción, se tiene una reducción del gas venteado, en 2008 disminuyó a 8.0%.

Por otro lado, el uso del gas para reinyección de pozos productores de crudo también ha disminuido de 24.3% en 1998 a 21.4% en 2008.

Las principales empresas petroleras privadas (majors), mantienen estable su producción, Exxon Mobil y Total tuvieron ligeros decrementos, mientras que BP, Shell y Chevron registraron un poco de incremento. Estas empresas, han diversificado las oportunidades de negocios en el desarrollo de gas natural no convencional, GNL y disminuyendo el venteo de gas.

Grafica 37. Producción comercial de gas seco de las principales empresas privadas, 1998-2008 (mpcd)



	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
BP	5,808	6,067	7,609	8,632	8,707	8,613	8,503	8,424	8,417	8,143	8,334
ExxonMobil	10,617	10,308	10,343	10,279	10,452	10,119	9,864	9,251	9,334	9,384	9,095
Total	3,225	3,322	3,758	4,061	4,532	4,786	4,894	4,780	4,674	4,839	4,837
Royal Dutch/Shell	7,862	8,218	8,212	8,902	9,286	8,849	8,808	8,263	8,368	8,214	8,569
Chevron	n.d.	n.d.	4,466	4,417	4,376	4,292	3,958	4,233	4,956	5,019	5,125

Fuente: Informes anuales, compañías petroleras, varios años

En el ámbito internacional de empresas productoras de gas, PEMEX pasó de la decimocuarta posición a la decimoquinta como productor de gas seco en el mundo durante 2007. Este desplazamiento no se debió a una baja de producción de PEMEX, sino a los incrementos que tuvieron CNPC de China y Uzbekneftegas de Uzbekistán.

Tabla 7. Principales empresas petroleras por nivel de producción de gas seco en 2007.

Posición ²	Compañía	País	Propiedad del Estado (%)	Propiedad de Privados (%)	Producción de gas (mmpcd)
1	Gazprom	Rusia	50	50	53,056
2	NIOC	Irán	100	-	10,833
3	Exxon Mobil	Estados Unidos	-	100	9,384
4	Royal Dutch/Shell	Reino Unido / Holanda	-	100	8,214
5	BP	Reino Unido	-	100	8,143
6	Sonatrach	Argelia	100	-	7,473
7	Saudi Aramco	Arabia Saudita	100	-	7,203
8	Petronas	Malasia	100	-	5,927
9	CNPC	China	100	-	5,592
11	Conoco Phillips	Estados Unidos	-	100	5,343
12	Chevron	Estados Unidos	-	100	5,019
13	Uzbekneftegas	Uzbekistán	100	-	4,916
14	Total Fina Elf	Francia	-	100	4,839
15	Pemex	México	100	-	4,778

Fuente: *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW), diciembre de 2008.

2.2.4. Comercio exterior

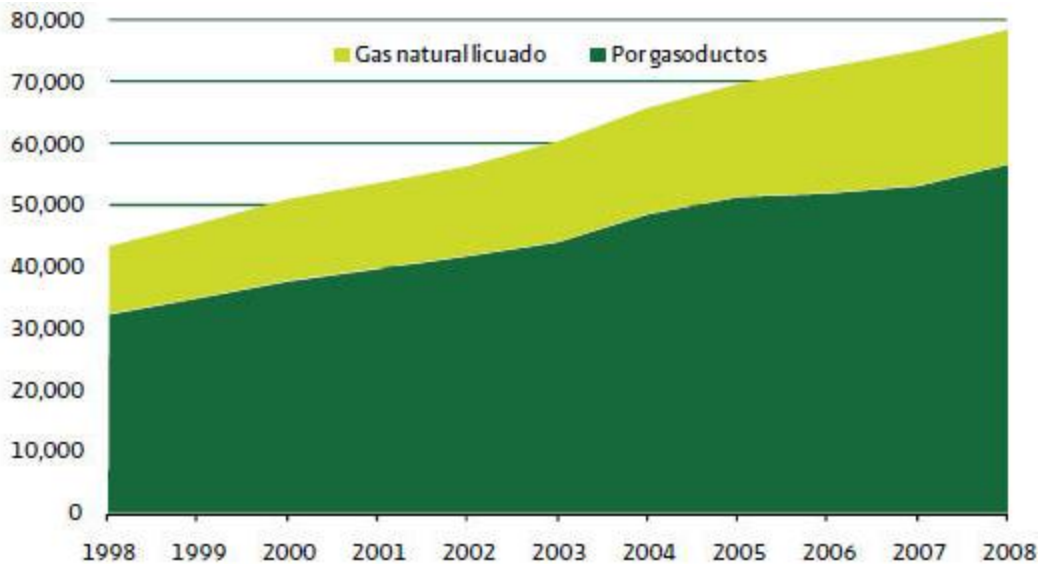
Oferta de GNL

En los últimos dos años, los altos precios del gas y la demanda de los mercados de consumo, habían acelerado el intercambio de cargamentos GNL, principalmente hacia la región de Asia-Pacífico. De hecho, con este argumento, se esperaba que los movimientos interregionales de GNL se dirigieran hacia una tendencia global del mercado de gas natural.

Por otro lado, algunos expertos afirmaban que en los siguientes años se observaría el regreso a mercados regionales, aún con la expectativa de incrementos de capacidad de licuefacción y regasificación alrededor del mundo. Actualmente, el mercado se ha orientado hacia esta tendencia, específicamente, Estados Unidos tuvo un incremento en la producción proveniente de fuentes no convencionales de gas, por lo que la importación de GNL se debilitó.

El volumen total del comercio de GNL en el mundo fue de 78,519 mpcd en 2008, siendo 4.6% mayor respecto a 2007, la mayor parte se comercializó a través de gasoductos (72.2%) y el restante a través de GNL (27.8%); sin embargo, si se comparan las variaciones por separado respecto a 2007.

Grafica 38. Comercio internacional de gas natural 1998-2008 (mpcd)



Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, varios años

El GNL observó una fuerte dinámica en el primer semestre de 2008 y una baja en las actividades en el segundo semestre. En promedio anual, no hubo crecimiento en el comercio de GNL, convirtiéndose 2008, en el primer año en que no aumentó la demanda en lo que va de la última década.

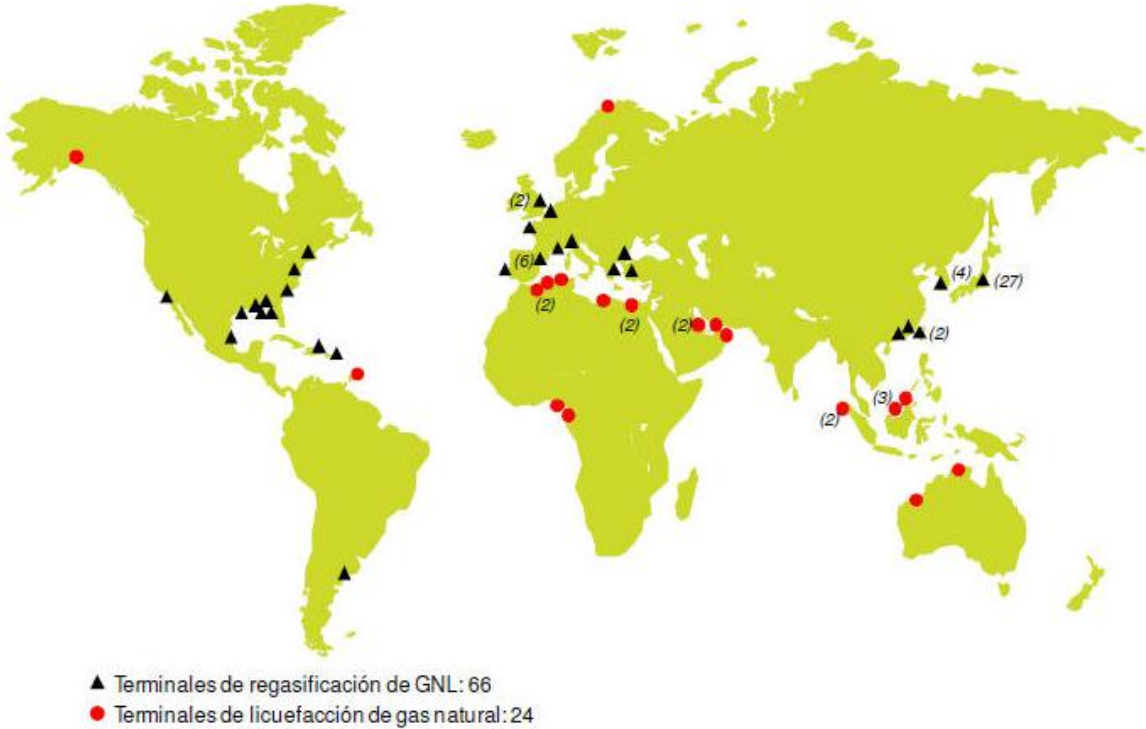
Esto fue debido, principalmente, a que las importaciones de GNL en Estados Unidos cayeron de 2,111 mpcd a 959 mpcd entre 2007 y 2008.

El 2008 se caracterizó por grandes expansiones en la capacidad de regasificación, y por problemas técnicos y retrasos en los proyectos de producción de GNL. En este año se contó con 66 terminales de regasificación y 24 de licuefacción en el mundo, es decir siete más que las que operaban en 2007.

En Estados Unidos, a pesar de que las importaciones de GNL disminuyeron durante 2008, los planes de expansión de infraestructura para regasificación de

GNL continuaron, buscando incentivar la diversificación del suministro de gas de otros países con precios competitivos.

Mapa 6. Terminales de licuefacción y regasificación de GNL hasta 2008



Fuente: *International Energy Agency*.

Qatar lidera el mercado de exportación, siendo el mayor productor de GNL, durante 2008 exportó 3,829 mpcd, esto fue 2.8% mayor a la de 2007. Malasia continuó como el segundo mayor productor con 2,837 mpcd e Indonesia como el tercer productor con 2,590 mpcd, en estos dos últimos países los volúmenes de exportación fueron menores que en 2007. Esta condición a la baja, estuvo presente en la mayoría de los exportadores de GNL salvo Qatar, Egipto, Guinea Ecuatorial y Noruega.

Tabla 8. Exportaciones de GNL, 1998-2008 (mpcd)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	10,933.0	12,016.7	13,215.0	13,830.8	14,511.9	16,335.7	17,170.1	18,267.8	20,422.5	21,905.7	21,855.2
1. Qatar	464.4	786.6	1,354.7	1,600.3	1,798.6	1,856.7	2,321.5	2,622.0	3,008.0	3,723.0	3,829.1
2. Malasia	1,877.0	1,988.3	2,029.1	2,023.1	1,985.4	2,263.0	2,670.8	2,759.4	2,712.9	2,882.3	2,837.0
3. Indonesia	3,492.8	3,755.0	3,444.6	3,076.7	3,321.5	3,450.2	3,231.4	3,043.8	2,861.0	2,683.9	2,590.4
4. Argelia	2,409.1	2,492.3	2,539.6	2,471.1	2,600.7	2,709.1	2,484.6	2,484.6	2,387.9	2,386.9	2,109.8
5. Nigeria	-	71.6	541.3	757.6	758.5	1,140.7	1,214.8	1,164.9	1,700.9	2,047.3	1,981.8
6. Australia	957.8	974.3	975.5	986.9	970.4	1,017.8	1,174.3	1,436.8	1,744.4	1,958.3	1,953.1
7. Trinidad y Tobago	-	198.3	338.7	353.1	514.7	1,152.3	1,349.9	1,355.5	1,572.2	1,756.1	1,674.8
8. Egipto	-	-	-	-	-	-	-	670.5	1,448.4	1,316.8	1,356.6
9. Omán	-	-	238.3	718.9	770.2	891.1	871.3	892.1	1,116.5	1,177.5	1,051.5
10. Brunei	783.7	813.7	848.1	870.8	884.3	935.6	916.6	885.3	949.1	904.6	887.7
11. Emiratos Árabes	686.9	684.0	668.7	685.0	662.8	687.9	712.1	690.8	685.0	730.5	727.5
12. Guinea Ecuatorial	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137.4	499.8
13. Noruega	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.5	211.3
14. Estados Unidos	174.2	159.6	159.2	173.2	164.5	158.7	162.1	178.0	166.4	114.2	93.6
15. Libia	87.1	92.9	77.2	74.5	61.0	72.6	60.8	84.2	69.7	73.5	51.1
16. Taiwán	-	-	-	39.7	-	-	-	-	-	-	-
17. Japón	-	-	-	-	14.5	-	-	-	-	-	-
18. Corea del Sur	-	-	-	-	4.8	-	-	-	-	-	-

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, varios años.

En América, las importaciones de GNL tuvieron una caída significativa de 39.4% en 2008 respecto al año anterior, derivado de lo que sucedió en Estados Unidos, ya que todos los demás importadores incrementaron su consumo de GNL. En México, la importación por barco promedió 348 mpcd, sumando la regasificación de la terminal de Altamira y la del proyecto Energía Costa Azul, en Ensenada que arrancó en abril de 2008. Esta última terminal se convirtió en la primera del continente situada en las costas del pacífico, y pese a que añadió una capacidad considerable de regasificación no impactó en el promedio de importaciones del país durante el año.

Por otro lado, el mercado asiático concentró 68.9% del GNL comercializado en el mundo, y a 2008 registró un volumen de 15,050 mpcd distribuido en cinco países (Japón, Corea del Sur, Taiwán, India y China). En este último año, dicho mercado permaneció en ascenso al crecer 5.1% respecto a 2007. Además, esta región se caracterizó por ser la única donde todos sus importadores de GNL presentaron incrementos en los volúmenes requeridos durante 2008. En esta región, el consumo se ha impulsado por los requerimientos de la India y China en los últimos años, y se prevé que sus importaciones continúen en aumento en el corto plazo. De hecho, en el caso de China su segunda terminal de regasificación comenzó

pruebas de arranque en abril de 2008 y operaciones comerciales en mayo, con gas que provino de Indonesia, además de que se están construyendo tres terminales más en Shanghái, Jiangsu y Dalian.

Tabla 9. Importaciones de GNL, 1998-2008

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	10,933.0	12,016.7	13,215.0	13,830.8	14,511.9	16,335.7	17,170.1	18,267.8	20,422.5	21,905.7	21,855.2
1. Japón	6,395.3	6,703.0	6,991.5	7,166.5	7,037.8	7,717.9	7,424.8	7,384.2	7,920.2	8,593.6	8,889.5
2. Corea del Sur	1,383.6	1,695.1	1,898.9	2,112.1	2,327.9	2,537.8	2,884.0	2,946.1	3,303.1	3,327.3	3,526.3
3. España	570.8	692.7	817.3	952.0	1,186.2	1,455.2	1,689.5	2,114.0	2,362.7	2,339.5	2,772.1
4. Francia	948.2	992.7	1,083.6	1,011.1	1,116.5	954.9	736.2	1,241.3	1,342.9	1,254.9	1,214.8
5. Taiwán	454.7	517.6	569.3	609.5	677.3	723.7	880.9	929.8	986.9	1,056.5	1,164.6
6. India	-	-	-	-	-	-	253.8	584.4	773.1	965.6	1041.1
7. Estados Unidos	222.5	442.2	602.1	637.6	627.0	1,388.4	1,782.1	1,729.0	1,602.2	2,111.1	959.1
8. Turquía	348.3	307.7	357.0	467.3	517.6	482.8	412.0	472.2	553.4	581.5	512.4
9. China	-	-	-	-	-	-	-	-	96.8	374.4	428.4
10. México ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	90.9	210.0	348.3
11. Portugal	-	-	-	25.2	41.6	82.2	126.4	152.9	190.6	223.5	253.8
12. Bélgica	416.0	390.9	405.3	232.2	319.3	304.8	275.0	288.3	414.1	306.7	240.3
13. Italia	193.5	274.8	461.2	508.0	551.5	534.1	569.3	241.9	299.9	235.1	150.5
14. Reino Unido	-	-	-	-	-	-	-	50.3	344.4	141.3	100.3
15. Grecia	-	-	28.9	48.4	48.4	53.2	53.1	44.5	47.4	78.4	90.7
16. Puerto Rico	-	-	-	61.0	61.0	71.6	65.6	64.8	69.7	71.6	78.2
17. Rep. Dominicana	-	-	-	-	-	29.0	17.4	24.2	24.2	34.8	45.3
18. Argentina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.6

Fuente: *BP Statistical Review of World Energy*, varios años.

2.2.5. Almacenamiento

Los motivos del almacenamiento subterráneo del gas natural son los siguientes:

- Mantener el suministro durante periodos de demanda alta
- Apoya a equilibrar la carga de los gasoductos
- Proporciona flexibilidad para sincroniza las actividades de compra y venta respecto a las necesidades del mercado.

El almacenamiento de gas es una parte importante de su cadena de valor, ayudando a satisfacer las grandes variaciones estacionales y proporcionar la seguridad de suministro contra interrupciones imprevistas. Sin embargo, el almacenamiento de gas es costoso, normalmente de cinco a diez veces más que el del petróleo.

Hoy en día, las tendencias para satisfacer la seguridad de suministro se centran en desarrollar más proyectos de producción, gasoductos y terminales de GNL, mientras que las inversiones en instalaciones de almacenaje, que también son importantes, apenas comienzan a desarrollarse a un ritmo más lento en algunos países.

Como dato importante, las estructuras geológicas son la base para vislumbrar el potencial de almacenaje, destacando los yacimientos agotados de gas del suroeste de Francia y el norte de Italia. Sin embargo, los países poseen un potencial geológico diferente, Letonia tiene un potencial elevado pero las necesidades de su mercado son limitadas, Bélgica, Finlandia y Japón carecen casi completamente de potencial geológico. Desafortunadamente, el almacenamiento se considera una manera de suministro limitada por la geología.

En 2008 la capacidad de almacenamiento de gas natural fue de 7,899.7 miles de millones de pies cúbicos (mmpc) en el mundo en términos de gas disponible. La producción máxima en los depósitos es de 96,831 mpcd, lo que equivale a 33.2% del consumo mundial diario en el mundo.

Tabla 10. Capacidad mundial de almacenamiento de gas natural a 2008

País	Gas disponible	Producción máxima (mmpcd)	Gas disponible por tipo de almacenamiento			
			Yacimientos agotados ¹	Acuíferos	Domos Salinos	Otros ²
Estados Unidos	4,210.2	28,759	3,633.2	373.7	203.3	-
Alemania	701.6	16,426	376.0	49.9	263.1	12.5
Canadá	676.5	11,265	419.9	-	3.5	253.2
Italia	454.5	9,574	454.5	-	-	-
Francia	428.8	7,451	-	396.7	32.1	-
Holanda	179.3	6,251	176.6	-	-	2.8
Reino Unido	159.7	4,538	131.9	-	18.6	9.2
Austria	150.1	1,662	150.1	-	-	-
Hungría	148.0	1,949	148.0	-	-	-
Rumanía	111.7	971	111.7	-	-	-
Turquía	107.2	629	56.5	-	33.9	16.8
Eslovaquia	97.8	1,218	97.8	-	-	-
España	96.3	498	96.3	-	-	-
República Checa	88.3	1,610	79.8	6.3	-	2.3
Letonia	81.2	n.d.	-	81.2	-	-
Polonia	58.6	1,197	45.2	-	13.4	-
Australia	46.2	713	45.6	-	-	0.6
Dinamarca	35.3	554	-	19.8	15.6	-
Bélgica	23.1	848	-	21.2	-	1.9
Croacia	19.4	177	19.4	-	-	-
Bulgaria	12.4	152	12.4	-	-	-
Irlanda	7.0	99	7.0	-	-	-
Portugal	4.4	254	-	-	4.4	-
Serbia	1.8	n.d.	1.8	-	-	-
Suecia	0.3	35	-	-	-	0.0
Total	7,899.7	96,830.7	6,063.5	948.8	587.9	299.2

Fuente: *Natural Gas Information 2009*, International Energy Agency.

2.2.6. Precio internacional del gas natural

Los precios del gas en los mercados liberalizados de Estados Unidos y Reino Unido alcanzaron niveles muy elevados cercanos a los 13 y 14 dólares por millón de BTU (US\$/MBTU) a mediados de 2008, y luego cayeron constantemente hasta diciembre. En el caso del gas, a diferencia del petróleo donde los precios se han estabilizado, la caída de los índices se ha extendido a los primeros meses de 2009. Los precios en mercados vinculados con el precio del petróleo, como Japón y algunos países europeos, la caída fue más drástica, ya que el precio se desplomó de cotizaciones de 15 US\$/MBTU hasta niveles de 6-7 US\$/MBTU.

De esta manera, mientras el promedio en 2008 del precio spot Henry Hub en Estados Unidos fue de 8.85 US\$/MBTU, que significó un incremento de 1.90 dólares respecto a 2007, en el Reino Unido la diferencia incremental del índice Heren NBP fue de 4.78 dólares respecto al año anterior, para promediar 10.79 US\$/MBTU en 2008¹⁰⁰.

Tabla 11. Precios internacionales del gas natural, 1998-2008

Año	GNL		Gas natural		
	Japón csf ²	Unión Europea csf ²	Reino Unido (Heren NBP index)	EU (Henry Hub)	Canadá (Alberta)
1998	3.05	2.26	1.86	2.08	1.42
1999	3.14	1.80	1.58	2.27	2.00
2000	4.72	3.25	2.71	4.23	3.75
2001	4.64	4.15	3.17	4.07	3.61
2002	4.27	3.46	2.37	3.33	2.57
2003	4.77	4.40	3.33	5.63	4.83
2004	5.18	4.56	4.46	5.85	5.03
2005	6.05	5.95	7.38	8.79	7.25
2006	7.14	8.69	7.87	6.76	5.83
2007	7.73	8.93	6.01	6.95	6.17
2008	12.55	12.61	10.79	8.85	7.99

Fuente: *BP Statistical review of world energy*, 2009.

¹⁰⁰ Energy Information Administration

2.3. Mercado Nacional de Gas Natural

2.3.1. Consumo

Pese a la crisis económica, la utilización del gas natural continuó aumentando en 2008. Creciendo 3.3% respecto al 2007, para llegar a un promedio de 7,204 mpcd. Registrándose un crecimiento mayor en 2007 de 6.8%¹⁰¹.

La distribución por sectores del consumo de gas natural en 2008, es la siguiente:

- Sector Eléctrico 38.8%
- Sector Petrolero 26.2%
- Recirculaciones del Sector Petrolero 19.2%
- Sector Industrial 14.2%
- Sectores residencial, servicios y transporte 1.6%.

Tabla 12. Consumo mensual de gas natural por sector en 2008 (mpcd)

Sector	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio
Total	7,362	7,554	7,191	7,227	7,096	7,294	7,341	7,353	6,935	7,066	7,009	7,028	7,204
Eléctrico	2,792	2,920	2,797	2,853	2,792	2,924	2,848	2,818	2,663	2,772	2,748	2,639	2,796
Petrolero	1,830	1,943	1,923	1,885	1,863	1,916	1,983	1,996	1,778	1,829	1,748	1,941	1,886
Recirculaciones internas	1,450	1,469	1,306	1,301	1,279	1,317	1,356	1,403	1,350	1,387	1,445	1,529	1,383
Industrial	1,111	1,079	1,049	1,083	1,070	1,051	1,066	1,051	1,048	974	944	769	1,024
Residencial	142	112	90	80	69	63	64	63	72	78	96	119	87
Servicios	35	30	24	24	22	22	22	22	23	24	27	29	25
Transporte vehicular	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2
Precio de VPM ¹ (USD/MBTU)	6.51	7.74	8.55	8.89	10.46	11.24	12.61	8.85	7.80	6.74	5.74	6.07	8.43

¹ Corresponde a la canasta referenciada al sur de Texas y determinada por la CRE para las VPM.

Fuente: CRE e IMP

Sector eléctrico

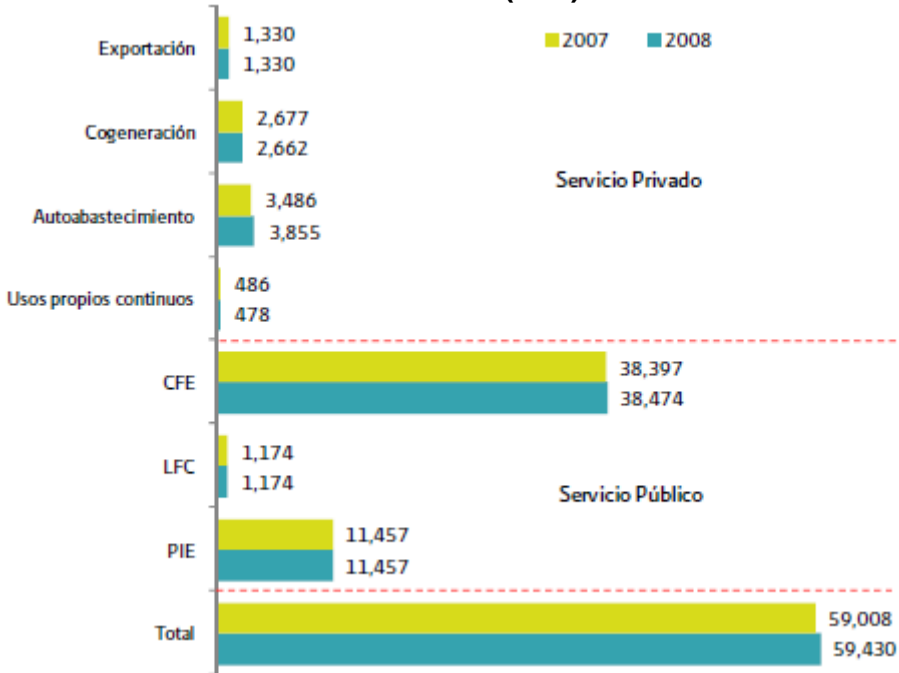
En 2008 en México, la capacidad efectiva instalada disponible para generar energía eléctrica se situó en 59,430 Megawatts¹⁰² (MW). Esta fue ligeramente mayor respecto a 2007, en 422 MW. Del cual, 345 MW (81.9%) fue a cargo del servicio privado y el restante del servicio público.

¹⁰¹ SENER

¹⁰² CFE

La cogeneración retrocedió 15 MW y la modalidad de usos propios continuos se replegó 8 MW en este año. La exportación de electricidad permaneció sin cambios, caso contrario del autoabastecimiento que incrementó 369 MW.

Grafica 39. Capacidad efectiva instalada de generación eléctrica en México, 2007-2008 (MW)



Fuente: CFE y CRE.

En el servicio público, la capacidad se incrementó debido a un aumento en la producción por parte de la CFE en 77 MW, en tanto que LFC y los PIE permaneció constante.

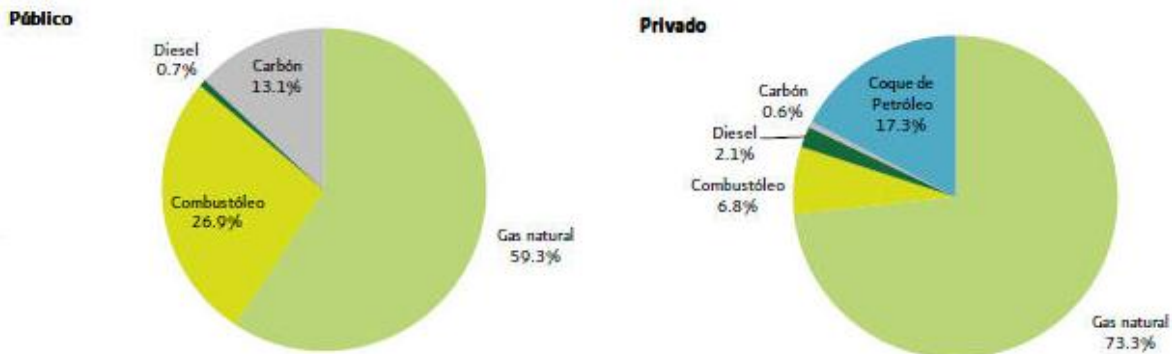
El volumen total de combustibles utilizados para la generación de electricidad fue de 4,606.6 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente durante 2008. Del cual, 89.7% fue destinado a generación del servicio público y 10.3% al servicio privado.

Dentro de este sector, la proporción del uso en los combustibles fue de:

- Gas Natural 60.7%,

- Combustóleo 24.8%
- Carbón 11.8%
- Coque de petróleo 1.8%
- Diesel 0.9%

Grafica 40. Estructura del consumo de combustibles para el sector eléctrico, 2008



Fuente: SENER con base en información de CFE, CRE e IMP.

Sector industrial

En 2008 el aumento de la inflación en México se debió a los aumentos en los precios internacionales de las materias primas, principalmente durante los primeros seis meses del año. Por ende impactaron en los costos de producción de todos los sectores económicos.

En este mismo año, el sector industrial tuvo una caída de 0.7%, debido a una menor producción en la minería (2.3%), las manufacturas (0.4%) y construcción (0.6%). La electricidad aumentó 2.2%.

La caída que registró la producción manufacturera en 2008 fue debido a una baja en las exportaciones, como consecuencia de la recesión en Estados Unidos y en otras economías a donde México exporta, como también por una menor demanda interna.

De un total de 21 subsectores manufactureros, 13 observaron una disminución en la producción durante 2008. Entre los sectores más afectados se encuentran: la fabricación de equipos de computación, comunicación, medición y de otros equipos; insumos textiles; confección de productos textiles; fabricación de prendas de vestir y la industria maderera.

La demanda de combustibles del sector industrial fue de 1,805.5 mpcdgne (millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente) durante 2008, 6.5% menor que el año anterior.

De estos combustibles, el gas natural continuó siendo el más usado en el sector, con una participación del 56.7%, registrando un volumen de 1,024 mpcd, 1.4% menos que en 2007. Así también, el coque de petróleo continuó como el segundo combustibles más utilizado, con una cuota del 16.7%.

Tabla 13. Demanda nacional de combustibles en el sector Industrial, 1998-2008 (MPCGNE)

Año	Combustibles del sector industrial					Total	Penetración del gas natural con relación al total (%) ¹
	Gas natural	Combustóleo	Gas LP	Diesel	Coque de petróleo		
1998	962.7	628.4	99.1	137.9	58.4	1,886.5	51.0
1999	1,023.0	567.3	109.6	123.9	76.3	1,900.1	53.8
2000	1,019.2	530.9	120.5	135.4	98.3	1,904.3	53.5
2001	838.5	502.1	111.7	129.3	119.6	1,701.2	49.3
2002	965.5	388.9	114.6	123.7	170.9	1,763.6	54.7
2003	924.1	387.0	106.8	126.6	164.2	1,708.7	54.1
2004	956.5	391.3	109.7	154.0	227.5	1,839.1	52.0
2005	935.2	379.2	109.8	145.4	229.7	1,799.4	52.0
2006	1,014.0	305.3	115.5	141.0	302.3	1,878.2	54.0
2007	1,038.8	285.0	112.9	143.7	349.6	1,930.1	53.8
2008	1,024.0	222.0	108.8	147.6	303.0	1,805.5	56.7
tmca	0.6	-9.9	0.9	0.7	17.9	-0.4	

Fuente: SENER con base en CFE, IMP, LFC y PEMEX.

En cuanto a las ramas que consumen gas natural, la demanda de la industria de metales básicos y productos metálicos cayó 2% y 3.6%. Otras como la química (0.6%), vidrio (4.9%), papel y cartón (7.3%) incrementaron su consumo.

Tabla 14. Demanda de gas natural por grupos de ramas y del sector industrial, 1998-2008 (mpcd)

Grupo de ramas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca 1998-2008
Total	962.7	1,023.0	1,019.2	838.5	965.5	924.1	956.5	935.2	1,014.0	1,038.8	1,024.0	0.6
Industrias básicas de metales	293.7	318.9	298.9	195.2	240.9	265.6	297.3	279.5	293.6	305.6	299.3	0.2
Química	173.5	162.2	160.3	138.8	155.2	125.8	117.5	115.9	127.1	131.4	132.3	-0.4
Vidrio y productos de vidrio	97.3	91.9	91.8	77.9	101.9	91.0	93.6	95.0	105.6	111.1	116.6	3.3
Productos metálicos, maquinaria y equipo	77.7	89.8	91.8	84.4	105.8	96.8	103.2	103.4	106.9	110.2	106.3	-0.8
Alimentos, bebidas y tabaco	72.3	79.9	82.2	67.5	77.2	79.3	82.6	89.1	92.3	95.9	96.0	1.5
Papel y cartón, imprentas y editoriales	63.1	69.1	62.4	50.9	62.0	59.2	55.2	52.3	63.8	65.2	69.9	0.4
Productos de minerales no metálicos	55.2	51.3	53.5	63.3	65.9	64.4	64.1	63.9	68.3	69.5	66.2	0.8
Textiles, prendas de vestir e industria del cuero	19.6	26.9	29.8	25.1	31.4	32.3	32.4	30.4	33.9	35.1	34.4	8.5
Minería	19.1	16.6	22.4	21.1	22.4	24.0	23.6	23.8	23.8	22.4	20.3	0.6
Cerveza y malta	13.6	24.3	26.5	17.1	19.0	16.4	15.9	15.3	18.9	16.6	17.7	1.8
Cemento hidráulico	29.0	26.7	28.6	22.7	23.5	19.9	16.5	13.0	18.1	10.7	8.7	-62.5
Resto de las ramas	48.5	65.4	71.0	74.5	60.3	49.4	54.7	53.6	61.6	65.1	56.4	3.8

Fuente: IMP con base en información de la CRE, PEMEX y empresas privadas

Sector petrolero

Este sector utiliza gas natural como combustible, materia prima o bombeo neumático. PEMEX utilizó 3,269 mpcd de gas en 2008. Los autoconsumos de las subsidiarias tuvieron un aumento de 127 mpcd respecto al año anterior, de este aumento aproximadamente la mitad fue a cargo de PEP.

Tabla 15. Consumo de gas natural del sector petrolero, 1998-2008 (mpcd)

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Total	2,265	2,072	2,216	2,277	2,289	2,427	2,608	2,833	3,017	3,184	3,269	3.7
Autoconsumo	1,361	1,295	1,286	1,310	1,290	1,323	1,405	1,483	1,581	1,760	1,886	3.3
Exploración y Producción ¹	374	399	442	505	500	515	593	692	744	884	946	9.7
Refinación	194	198	207	230	238	270	262	276	281	284	308	4.7
Gas y Petroquímica Básica	256	247	264	258	256	252	255	251	263	268	288	1.2
Petroquímica	537	449	373	316	295	285	295	264	292	323	344	-4.3
Corporativo	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	-7.7
Recirculaciones internas	904	777	930	967	999	1,104	1,203	1,350	1,436	1,424	1,383	4.3

Fuente: PEMEX

Debido a una caída en la producción de petróleo en 2008, repercutió en un menor requerimiento de gas para bombeo neumático (recirculaciones internas) en PEP, llegando a 1,383 mpcd en este año, es decir 2.9% menor que en 2007.

El volumen de combustibles utilizados por PEMEX fue de 2,236.8 mpcd en 2008 (no incluye recirculaciones por no ser un consumo como combustible). De estos combustibles la proporción de cada uno es la siguiente:

- Gas natural 84.3%,
- Combustóleo 10.1%
- Diesel 4.5%
- Gas LP y gasolinas 1.1%

Tabla 16. Demanda nacional de combustibles en el sector petrolero, 1998-2008 (mpcdge)

Año	Combustibles del sector petrolero					Total	Penetración del gas natural con relación al total (%) ¹
	Gas natural	Combustóleo	Diesel	Gas LP	Gasolinas		
1998	1,361.4	289.0	71.1	25.5	7.8	1,754.7	77.6
1999	1,294.7	268.3	66.6	26.4	7.1	1,663.1	77.8
2000	1,286.1	246.2	64.7	27.4	6.0	1,630.4	78.9
2001	1,310.1	235.0	72.5	24.2	5.3	1,647.1	79.5
2002	1,289.7	241.0	67.9	16.7	4.9	1,620.2	79.6
2003	1,322.5	264.8	72.0	19.5	3.5	1,682.4	78.6
2004	1,405.1	280.5	91.8	23.7	3.5	1,804.5	77.9
2005	1,483.1	265.3	95.1	17.0	3.1	1,863.7	79.6
2006	1,580.9	234.7	86.8	20.2	3.2	1,925.8	82.1
2007	1,759.6	230.6	99.3	21.9	3.2	2,114.6	83.2
2008	1,886.4	225.9	101.7	19.7	3.1	2,236.8	84.3
tmca	3.3	-2.4	3.6	-2.5	-8.9	2.5	

Fuente: IMP con base en información de PEMEX.

La elaboración de petroquímicos en PPQ creció 4.6% en 2008 respecto el año anterior, la utilización del gas natural en la industria petroquímica se debe a que del gas natural se produce etano, materia prima para la cadena productiva del etileno. Debido al aumento en la producción de petroquímicos, tuvo un impacto en

el consumo de gas natural en PPQ, lo que demandó más gas como combustible y como materia prima.

En el caso del gas como uso para combustible aumento 291 mpcd y como uso de materia prima a 54 mpcd.

Tabla 17. Consumo de gas natural y elaboración de petroquímicos de PPQ, 1998-2008 (mpcd y mta)

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Consumo de gas natural (mmpcd)	537	449	373	316	295	285	295	264	292	323	344	-4.3
Combustible	400	320	274	251	228	238	237	222	244	272	291	-3.1
Materia prima	137	129	99	65	67	47	58	41	48	51	54	-8.9
Elaboración de petroquímicos (mta)	9,960	7,991	6,836	5,994	5,889	6,085	6,223	6,219	6,572	7,496	7,841	-2.4
Derivados del metano	4,374	3,019	2,271	1,752	1,663	1,383	1,668	1,242	1,404	1,859	2,202	-6.6
Derivados del etano	2,945	2,696	2,636	2,408	2,309	2,218	2,073	2,440	2,748	2,607	2,604	-1.2
Aromáticos y derivados	1,402	1,235	667	642	670	795	1,222	1,187	1,089	1,338	1,354	-0.3
Propileno y derivados	243	193	180	127	115	125	116	104	24	47	17	-23.4
Otros	996	848	1,083	1,065	1,133	1,563	1,145	1,246	1,307	1,645	1,664	5.3

Fuente: PEMEX Petroquímica y *PEMEX Anuario Estadístico 2009*.

Sector residencial y de servicios

Desde el 2003 se ha presentado una disminución en la demanda de combustibles para el sector residencial y de servicios. En 2008, la demanda cayó 1.9% respecto al 2007, llegando a 1,504 millones de pies cúbicos de gas natural equivalente, debido a una baja en el consumo de gas LP y el uso de leña. Esto propicio que el gas natural alcanzara 7.5% de la participación total, siendo la más elevada en la última década.

Esta tendencia en la disminución de la demanda de combustibles para este sector, se debe principalmente al aumento de la eficiencia energética en aparatos electrodomésticos, cambios de hábitos, como usar más el horno de microondas en lugar de estufas. Otro aspecto importante son las normas que han propiciado la eficiencia energética en el uso de combustibles dentro de estos sectores.

Tabla 18. Consumo de combustibles en los sectores residencial y servicios, 1998-2008 (mpcdge)

Año	Combustibles del sector residencial y servicios				Penetración del gas natural con relación al total (%)
	Gas natural	Gas LP	Leña	Total	
1998	76.3	951.4	580.2	1,607.9	4.7
1999	76.7	983.7	576.0	1,636.3	4.7
2000	79.2	1,008.9	570.3	1,658.4	4.8
2001	84.7	987.6	563.0	1,635.3	5.2
2002	93.4	998.3	553.3	1,644.9	5.7
2003	99.8	986.0	542.6	1,628.3	6.1
2004	106.0	988.1	529.6	1,623.7	6.5
2005	107.1	946.1	518.8	1,572.1	6.8
2006	107.7	944.7	504.4	1,556.9	6.9
2007	112.7	924.2	496.5	1,533.4	7.4
2008	112.7	904.2	487.0	1,504.0	7.5
tmca	4.0	-0.5	-1.7	-0.7	

Fuente: SENER con base en información del IMP, CRE, PGPB y Distribuidoras.

A pesar de que ha existido una disminución a través del tiempo en el consumo de combustibles en el sector residencial y servicios, el gas natural se ha establecido gradualmente, ganando participación como combustible.

Anteriormente la expansión del gas natural fue limitada principalmente por motivos de infraestructura de distribución y precios de comercialización. Debido a la desregulación del mercado de gas natural en 1995, se empezó a desarrollar una red de distribución, y por ende, un mayor número de usuarios. A pesar de esto, el gas LP abarca el 60% del consumo.

En 2008 en el sector residencial, donde se han implementado la mayoría de los programas de ahorro de energía, ha disminuido la utilización del gas natural como la del LP en 1.3% y 1.5%, respectivamente. En el sector servicios, se ha incrementado la demanda llegando a 25 mpcd en 2008.

Tabla 19. Consumo Degas natural y gas LP en los sectores residenciales y servicios, 1998-2008

Sector	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Total (mmpcdgne)	1,028	1,060	1,088	1,072	1,092	1,086	1,094	1,053	1,052	1,037	1,017	-0.1
Gas natural (mmpcd)	76	77	79	85	93	100	106	107	108	113	113	4.0
Residencial	56	57	60	64	71	81	86	87	84	89	87	4.5
Servicios	20	20	20	21	22	19	20	21	23	24	25	2.4
Gas LP (mmpcdgne)	951	984	1,009	988	998	986	988	946	945	924	904	-0.5
Residencial	814	825	830	811	811	808	816	775	767	760	748	-0.8
Servicios	138	159	179	177	187	178	172	171	177	165	156	1.3

Fuente: IMP

Sector transporte

En este sector, el gas natural aun no ha podido consolidarse. En el 2008 el consumo de gas natural comprimido (GNC) fue de 1.7 mpcd, con una tendencia de consumo menor que en 2007. Desde su introducción, como combustible para el transporte en México desde hace mas de una década, ha enfrentado barreras que no han permitido la expansión de estaciones de servicio y un mayor número de conversiones, en 2008 su participación fue de sólo 0.03% en el mercado de combustibles para el sector autotransporte.

Al término de 2008 operaron cinco estaciones de servicio en México, dos ubicadas en Monterrey, Nuevo León, tres de la zona Metropolitana de la ciudad de México, para una flota de 3,135 unidades.

Consumo Regional

El consumo de gas natural de cada región está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura, cercanía de los centros industriales, actividades petroleras, puntos de generación de electricidad y concentración poblacional. Cabe señalar que, Baja California Sur, Colima, Guerrero, Morelos, Nayarit, Quintana Roo, Sinaloa y Zacatecas no cuentan con consumo de gas natural. El

análisis regional se divide en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro Occidente, Centro y Sur-Sureste.

Mapa 7. Regionalización del mercado de gas natural.



Fuente: SENER.

La región Sur Sureste obtuvo el mayor consumo de gas natural con 3,518 mpcd en 2008, con un incremento de 1.7% respecto a 2007. Esta región concentra el 48.8% de la demanda, debido a que se encuentra una fuerte actividad petrolera, la cual abarca 81.9% de la demanda regional, incluyendo el uso de gas para bombeo neumático.

**Tabla 20. Consumo Regional de gas natural por estado, 1998-2008
(Millones de pies cúbicos diarios)**

Región	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Total nacional	4,060	3,993	4,326	4,358	4,851	5,287	5,722	5,890	6,531	6,975	7,204	5.9
Noroeste	16	25	60	97	154	257	312	334	391	377	431	39.4
Baja California	6	11	36	63	100	180	227	248	283	267	306	48.8
Baja California Sur	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sinaloa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonora	10	14	24	34	54	77	85	86	109	110	126	29.0
Noreste	936	1,009	1,153	1,068	1,307	1,359	1,483	1,502	1,718	1,874	1,894	7.3
Coahuila	142	147	142	110	145	127	128	122	130	135	142	0.0
Chihuahua	131	150	181	180	213	224	221	199	230	258	266	7.3
Durango	41	43	50	40	45	38	39	72	99	108	108	10.1
Nuevo León	415	433	501	468	529	609	560	555	607	604	617	4.0
Tamaulipas	207	237	279	270	375	362	536	554	653	768	760	13.9
Centro - Occidente	359	382	390	345	472	498	520	518	565	627	705	7.0
Aguascalientes	-	-	-	0	5	7	10	11	13	12	13	n.a.
Colima	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guanajuato	94	94	80	88	171	189	193	195	218	220	220	8.9
Jalisco	59	58	58	48	54	50	45	46	48	47	50	-1.7
Michoacán	125	131	130	84	98	128	136	126	135	140	132	0.5
Nayarit	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Querétaro	71	87	105	107	125	100	110	115	121	112	118	5.1
San Luis Potosí	10	12	16	17	20	24	26	26	31	97	172	33.2
Zacatecas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro	578	613	609	615	605	652	646	604	643	639	656	1.3
Distrito Federal	55	81	97	50	55	56	59	57	56	51	49	-1.2
Hidalgo	163	197	193	185	146	177	208	170	182	151	169	0.4
México	273	247	232	304	316	313	275	284	301	322	320	1.6
Morelos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puebla	72	71	67	58	72	88	87	78	88	98	102	3.6
Tlaxcala	16	17	20	17	16	17	17	16	17	17	17	0.8
Sur-Sureste	2,170	1,964	2,115	2,233	2,313	2,521	2,761	2,932	3,214	3,458	3,518	4.9
Campeche	663	581	740	818	879	1,047	1,253	1,462	1,550	1,606	1,556	8.9
Chiapas	285	291	305	360	359	360	358	404	472	543	607	7.8
Guerrero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Oaxaca	-	-	-	0	0	0	0	0	1	3	4	n.a.
Quintana Roo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tabasco	285	282	291	276	258	249	236	221	213	215	250	-1.3
Veracruz	938	810	740	676	710	778	825	761	869	941	933	0.0
Yucatán	-	-	39	102	108	88	89	84	109	151	168	n.a.

Fuente: IMP, con base en información de CFE, CRE, SENER, PGPB y empresas privadas.

2.3.2. Reservas

Las reservas totales remanentes (3P) de gas natural fueron 60,374.3 mmpc en 2008. De los cuales, se distribuye de la siguiente manera:

- Región Norte 60.5%
- Marina Suroeste 15.9%
- Sur 15.6%
- Marina Noreste 8.1%

Del total de reservas, el 74.1% corresponden a gas asociado y 25.9% a no asociado.

Tabla 21. Reservas remanentes totales de gas natural, 1999-2009 (mpcd)

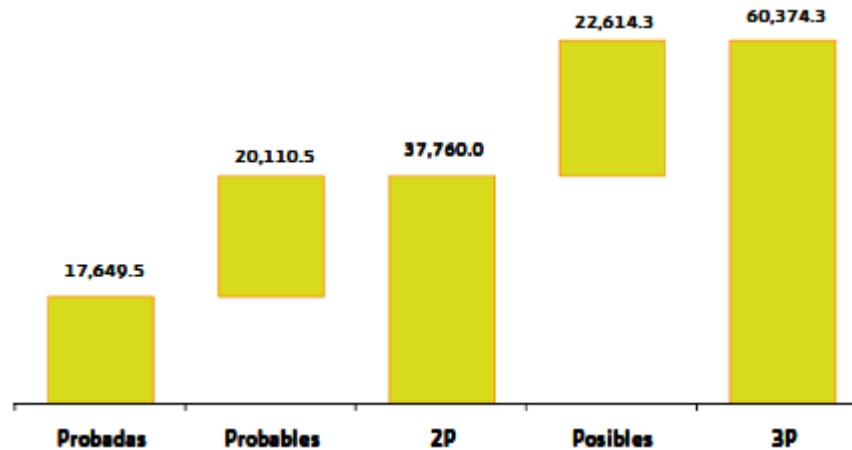
Año	Tipo de gas	Total	Región			
			Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur
1999	Asociado	64,271.6	8,311.8	4,584.2	39,045.3	12,330.3
	No asociado	16,766.9	0.0	1,182.2	8,287.3	7,297.4
2000	Asociado	62,049.6	8,897.9	4,979.3	36,853.0	11,319.4
	No asociado	16,236.9	0.0	1,935.7	7,321.5	6,979.7
2001	Asociado	60,010.5	8,161.3	4,663.7	36,319.6	10,865.9
	No asociado	16,424.4	0.0	1,935.7	7,663.7	6,825.0
2002	Asociado	55,049.1	7,916.5	3,982.5	33,424.6	9,725.5
	No asociado	14,055.8	0.0	1,944.2	6,373.5	5,738.1
2003	Asociado	52,010.8	6,919.5	3,627.6	32,659.2	8,804.5
	No asociado	13,422.1	0.0	2,773.8	6,087.4	4,560.9
2004	Asociado	50,412.8	6,437.4	3,480.7	32,365.6	8,129.1
	No asociado	13,480.0	0.0	2,679.0	6,608.1	4,192.9
2005	Asociado	49,431.5	6,036.5	3,574.9	32,373.3	7,446.8
	No asociado	14,447.3	57.8	3,048.5	7,210.0	4,131.0
2006	Asociado	48,183.0	6,130.7	2,961.6	31,726.6	7,364.1
	No asociado	14,171.8	57.8	2,709.3	7,328.5	4,076.2
2007	Asociado	47,403.0	5,658.9	3,280.4	31,436.5	7,027.2
	No asociado	15,642.1	57.8	4,681.5	7,473.5	3,429.4
2008	Asociado	46,067.0	5,325.0	3,163.0	30,594.1	6,984.9
	No asociado	15,291.6	57.8	5,106.3	6,952.0	3,175.5
2009	Asociado	44,710.0	4,835.1	3,232.9	29,883.7	6,758.4
	No asociado	15,664.3	57.8	6,338.9	6,619.4	2,648.2

Fuente: *Las reservas de hidrocarburos de México*, PEMEX Exploración y Producción, varios años.

Del total de las reservas el 29.2% son probadas, 33.3% probables y 37.5% posibles. Las reservas probadas de gas, de acuerdo a su ubicación, 59% se

ubican onshore y 41% offshore; de acuerdo a las reservas 3P, 75% onshore y 25% offshore.

Gráfica 41. Reservas remanentes totales de gas natural por categoría al 1 de enero del 2009. (mpcd)



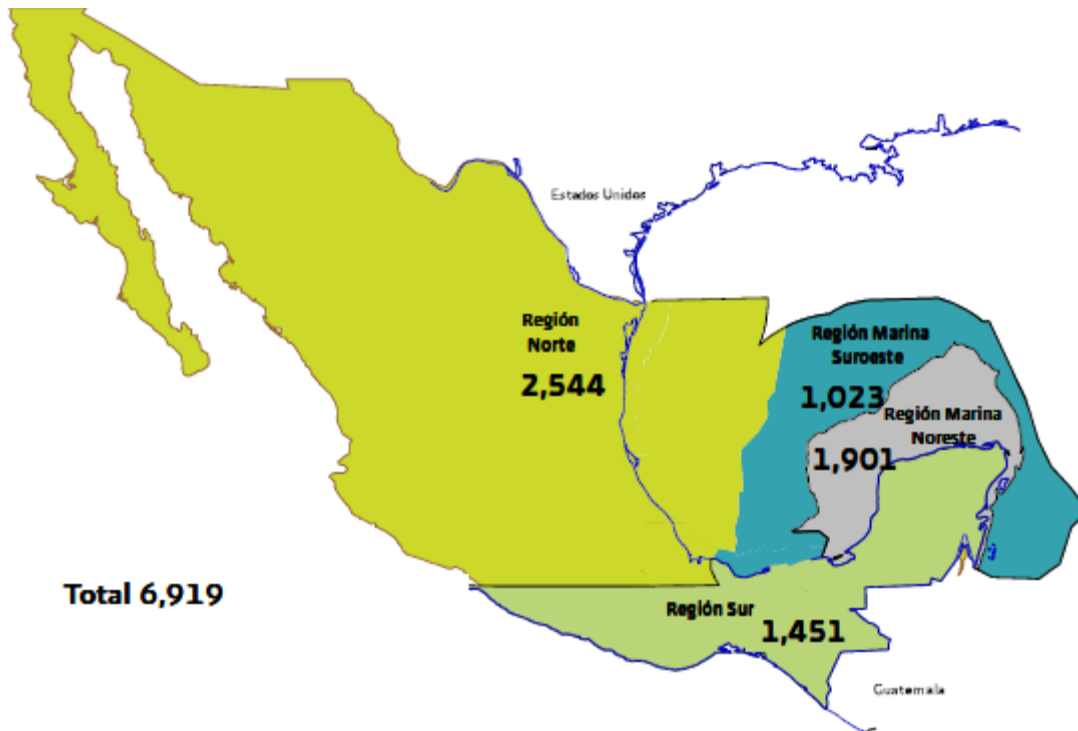
Fuente: Las reservas de hidrocarburos de México 2009, PEMEX Exploración y Producción.

De acuerdo a la relación reservas-producción (R/P), para las reservas 3P es de 26.2 años, para las reservas 2P 16.4 años y para las reservas probadas 7.7 años.

2.3.3. Producción

La producción de gas natural en 2008 fue de 6,919 mpcd, 14.2% superior al 2007. De los cuales 4,319.8 mpcd fueron de gas asociado, 25.4% mayor al año anterior.

Mapa 8. Extracción de gas natural por región, 2008 (mpcd)

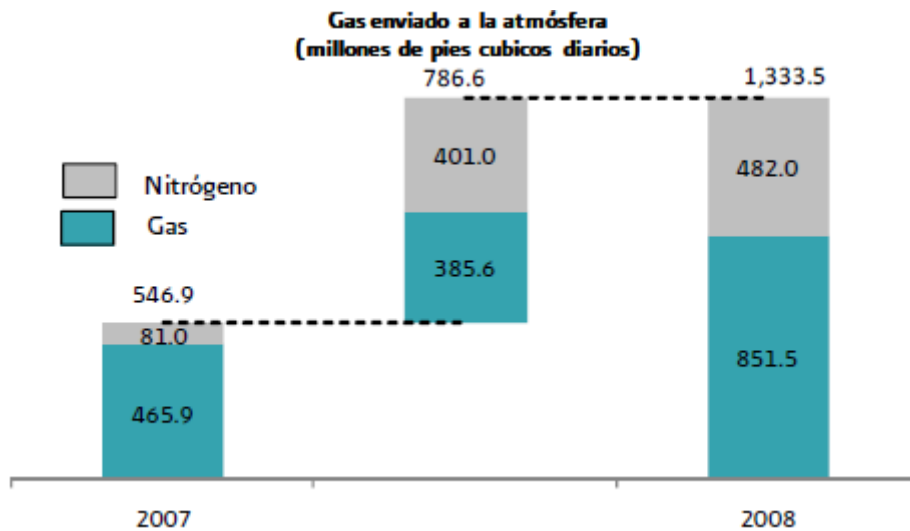
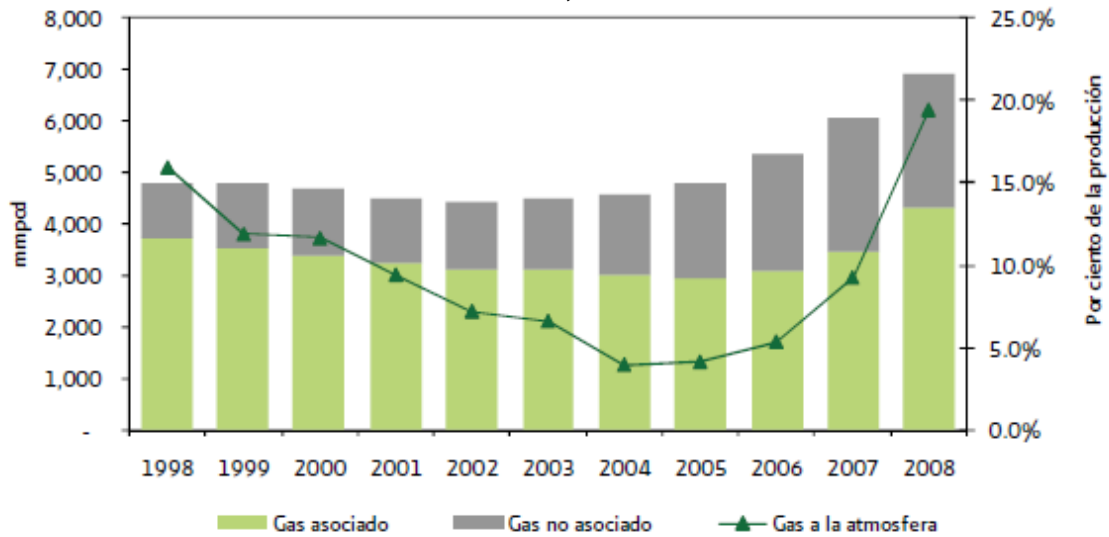


Fuente: SENER con base en PEMEX.

El envío de gas natural a la atmósfera aumento a 1,334 mpcd, 143.8% (787 mpcd) superior al de 2007, debido al alto contenido de nitrógeno que superó la capacidad de compresión y transporte de las regiones marinas y por limitaciones operativas de las plantas de gas para procesar gas húmedo con alto contenido de nitrógeno.

El aprovechamiento del gas producido en 2008 fue 80.7% mientras que en el año anterior fue 91%; en tanto, el gas sin nitrógeno enviado a la atmósfera ascendió a 852 mpcd, 82.8% mayor al de 2007.

Gráfica 42. Producción de gas natural por tipo y porcentaje de gas enviado a la atmósfera, 1998-2008



Fuente: SENER con información de *Memoria de labores e Informe estadístico de labores*, PEMEX

PEMEX Gas y Petroquímica Básica recibió 5,638 mpcd, 70% de la disponibilidad total. La diferencia correspondió al encogimiento en compresión y transporte, al envío a PEMEX Refinación, al envío de CO₂ a la atmósfera y su inyección a yacimientos principalmente.

Tabla 22. Producción y distribución de gas natural en PEP. 1998-2008 (mpcd)

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Disponibilidad	5,611	5,532	5,589	5,478	5,472	5,619	5,742	5,984	6,571	7,211	8,055	3.7
Producción	4,791	4,791	4,679	4,511	4,423	4,498	4,573	4,818	5,356	6,058	6,919	3.7
Gas amargo	3,776	3,567	3,445	3,294	3,164	3,133	2,994	2,937	3,075	3,415	4,236	1.2
Gas dulce	1,015	1,223	1,234	1,216	1,260	1,365	1,579	1,881	2,281	2,644	2,682	10.2
De Pemex Gas y Petroquímica Básica	820	741	909	967	1,048	1,121	1,169	1,166	1,215	1,153	1,136	3.3
Distribución	5,611	5,532	5,589	5,478	5,472	5,620	5,742	5,984	6,571	7,211	8,055	3.7
Consumo propio	374	398	406	439	443	441	521	618	665	785	848	8.5
A la atmósfera	765	569	545	425	318	296	180	198	286	560	1,347	5.8
CO ₂	104	102	95	78	52	43	27	16	15	13	13	-18.6
Gas	660	468	450	347	266	254	153	182	271	547	1,334	7.3
Empaque neto	-1	6	11	6	10	7	2	-19	3	-8	-9	n.a.
CO ₂ inyectado a yacimientos	n.d.	n.d.	1	9	26	25	31	23	9	8	5	n.a.
Condensación en ductos	283	270	242	271	241	261	233	240	267	244	225	-2.3
A Pemex Refinación	18	17	12	6	22	5	1	1	2	2	2	-20.2
A Pemex Gas y Petroquímica Básica	4,174	4,271	4,372	4,321	4,411	4,585	4,775	4,923	5,340	5,621	5,638	3.1
Directo a ductos	599	750	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	1,382	8.7
A plantas de proceso *	3,575	3,521	3,620	3,611	3,714	3,823	3,960	3,926	4,188	4,287	4,256	1.8
Endulzadoras	3,181	3,074	3,165	3,176	3,208	3,325	3,296	3,118	3,162	3,150	3,190	0.0
Criogénicas	393	447	455	435	506	498	664	807	1,025	1,138	1,066	10.5

Fuente: Sistema de Información Energética, SENER.

2.3.4. Procesamiento

En 2008 se procesaron 4,240 mpcd, del cual, 75.2% correspondió a gas húmedo amargo y 24.8% a gas húmedo dulce. El proceso de gas húmedo dulce disminuyó 6.1% por su menor disponibilidad y el de gas húmedo amargo aumentó 25.6 mpcd.

Tabla 23. Proceso de gas natural, producción de gas seco y gas directo de campos, 1998-2008 (mpcd)

Tipo de gas	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Gas húmedo procesado	3,567	3,527	3,691	3,677	3,770	3,853	3,963	3,879	4,153	4,283	4,240	1.7
Gas húmedo amargo	3,177	3,071	3,220	3,227	3,260	3,360	3,349	3,153	3,203	3,162	3,188	0.0
Gas húmedo dulce	391	456	471	450	510	492	614	726	950	1,120	1,052	10.4
Gas seco de CPC's	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	2.1
Gas directo de campos	599	750	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	1,382	8.7

Fuente: PEMEX.

Actualmente PGPB cuenta con 10 complejos procesadores de gas. En los complejos existe un total de 20 plantas endulzadoras, 20 recuperadoras de

líquidos y una de absorción cuya capacidad instalada alcanzan 4,503 mpcd y 5,942 mpcd, respectivamente.

Mapa 9. Red de ductos y centros procesadores de gas



Fuente: SENER.

Tabla 24. Oferta nacional de gas natural, 1998-2008 (mpcd)

Centro procesador	Capacidad instalada de endulzamiento de gas amargo	Capacidad instalada de recuperación de líquidos	Proceso de endulzamiento de gas amargo	Proceso de recuperación de líquidos del gas dulce	Producción de gas seco ¹
Total	4,503	5,942	3,188	4,224	3,461
Cactus	1,960	1,275	1,597	1,004	785
Cd. Pemex	1,290	915	831	798	708
Matapionche	109	125	54	53	48
Nuevo Pemex	880	1,550	593	1,053	822
Poza Rica	230	290	86	82	69
Arenque	34	33	26	23	24
Cangrejera ²		30			
La Venta		182		147	122
Pajaritos ²		192		139	
Reynosa		350		117	114
Burgos		1,000		808	769

Fuente: SENER con base en información de PGPB.

La oferta de gas seco en México es 18.2% de PEP, el cual no sale al mercado nacional, ya que es utilizado en bombeo neumático, salvo un volumen marginal que se entrega a PR; y 81.8% de PGPB que es comercializado en el mercado interno y externo, así como también, para los insumos de gas de las otras subsidiarias de PEMEX.

Tabla 25. Oferta y demanda de gas natural, 1998-2008

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tmca
Total	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,046	5,543	6,025	6,014	4.2
Oferta de PEP	475	452	438	445	417	429	555	803	858	1,058	1,094	8.7
De formación empleado por PEP	457	435	426	439	394	424	554	802	856	1,057	1,092	9.1
Para operación	175	192	186	197	201	209	243	401	470	586	605	13.2
Para recirculaciones	282	243	240	242	193	214	311	400	386	471	487	5.6
Entrega directa a Refinación	18	17	12	6	22	5	1	1	2	2	2	-20.1
Oferta de PGPB	3,529	3,587	3,654	3,629	3,717	3,898	4,071	4,244	4,685	4,967	4,920	3.4
Plantas PGPB	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	2.1
Directo de campos	599	750	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	1,382	8.7
Etano inyectado a ductos	94	114	98	101	91	95	108	94	87	87	76	-2.0
Otras corrientes	20	14	13	14	13	10	4	5	1	-	-	n.a.

Fuente: SENER con base en información de PEP y PGPB.

2.3.5. Infraestructura de transporta y distribución

La infraestructura de transporte de gas natural en México está conformada principalmente por el SNG y el sistema Naco-Hermosillo, pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos interconectados con el sur de Estados Unidos, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados.

PGPB transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior está a cargo de empresas privadas, las cuales cuentan con sus propios gasoductos. Además, algunos transportistas de acceso abierto se han interconectado al SNG, conducen y comercializan a terceros el gas que pasa por sus ductos.

El SNG tiene una extensión de 9,343 km de longitud y pasa por 18 estados, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo cuenta con 339.7 km de

longitud y está conectado con el estado de Arizona. Al cierre de 2008, PEMEX operó 10 estaciones de compresión, las cuales permiten incrementar la presión para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino, de las cuales 9 son propiedad de PGPB y una de PEP, la estación Cd. PEMEX. Todas incorporadas dentro del SNG.

Mapa 10. Distribución de las estaciones de compresión de gas natural, 2008 (HP)



Fuente: PGPB

La capacidad instalada de compresión de PEMEX tiene una potencia de 321,200 HP, por su parte, los privados cuentan con 8 estaciones de compresión con una capacidad de compresión de 183,148 HP. Tanto Las 18 estaciones de compresión acumularon una capacidad de transporte total de 504,348 HP.

Distribución

Hasta el 2008 se han otorgado 21 permisos para la distribución de gas natural en todo el país a diferentes empresas privadas. De acuerdo con la CRE, la cobertura de la distribución del gas natural creció a 1, 905,081 en 2008.

Tabla 26. Situación de los permisos de distribución de gas natural al quinquenio correspondiente por región

Permisario	Localización	Longitud (km) al cierre de su quinquenio	Volumen promedio mmpcd	Cobertura de usuarios al cierre del quinquenio	Inversión (miles de dólares) ²
Total nacional		43,834	888.1	2,663,527	435,911
Total Región Noreste		27,989	423.9	1,343,865	120,389
1 Cía. Nacional de Gas O2/	Piedras Negras	700	7.2	27,549	1,800
2 DGN de Chihuahua O3/	Chihuahua	1,933	28.2	72,047	17,360
3 Gas Natural de México (Saltillo) O3/	Saltillo-Ramos Arispe-Arteaga	2,833	26.0	89,510	11,434
4 Cía. Mexicana de Gas O3/	Monterrey	2,550	49.8	114,843	4,640
5 Gas Natural de México (Nvo. Laredo) O3/	Nuevo Laredo, Tamaulipas	1,068	4.2	35,381	6,650
6 Gas Natural de Juárez O2/	Ciudad Juárez	3,814	30.7	200,148	34,030
7 Tractebel GNP O2/	Río Pánuco	655	23.3	29,828	4,155
8 Tamaulipas O2/	Norte de Tamaulipas	754	14.3	42,541	4,179
9 Gas Natural México (Monterrey) O3/	Monterrey	12,812	225.6	696,800	26,186
10 DGN La Laguna Durango O2/	Torreón-Gómez Palacio-Ciudad Lerdo-Durango	870	14.7	35,218	9,954
Total Región Centro		10,557	318.6	1,064,258	223,527
11 Gas Natural México (Toluca) O3/	Toluca	812	26.6	26,941	3,290
12 Comercializadora Metrogas O2/	Distrito Federal	4,246	84.4	632,629	143,063
13 Consorcio Mexi-Gas O2/	Valle Cuautitlán-Texcoco	4,263	151.8	324,293	53,553
14 Distribuidora de Gas Natural México O1/	Valle Cuautitlán-Texcoco	95	8.7	4	9,342
15 NATGASMEX O2/	Puebla-Tlaxcala	1,142	47.2	80,391	14,279
Total Región Centro - Occidente		4,271	131.5	220,650	90,063
16 Tractebel Digaqro O2/	Querétaro	1,628	43.7	68,228	30,040
17 Gas Natural México (Bajío) O2/	Silao-León-Irapuato	796	11.3	55,381	13,515
18 Gas Natural México (Bajío Norte) O2/	Zona Bajío Norte	692	31.5	47,238	13,515
19 Tractebel DGJ O2/	Guadalajara	1,155	45.0	49,803	32,993
Total Región Noroeste		1,017	14.0	34,754	1,932
20 DGN de Mexicali O3/	Mexicali	502	11.6	13,055	1,362
21 Gas Natural del Noroeste O2/	Hermosillo	392	1.8	17,184	0
22 Distribuidora de Gas de Occidente O2/	Cananea, Sonora	123	0.6	4,515	570

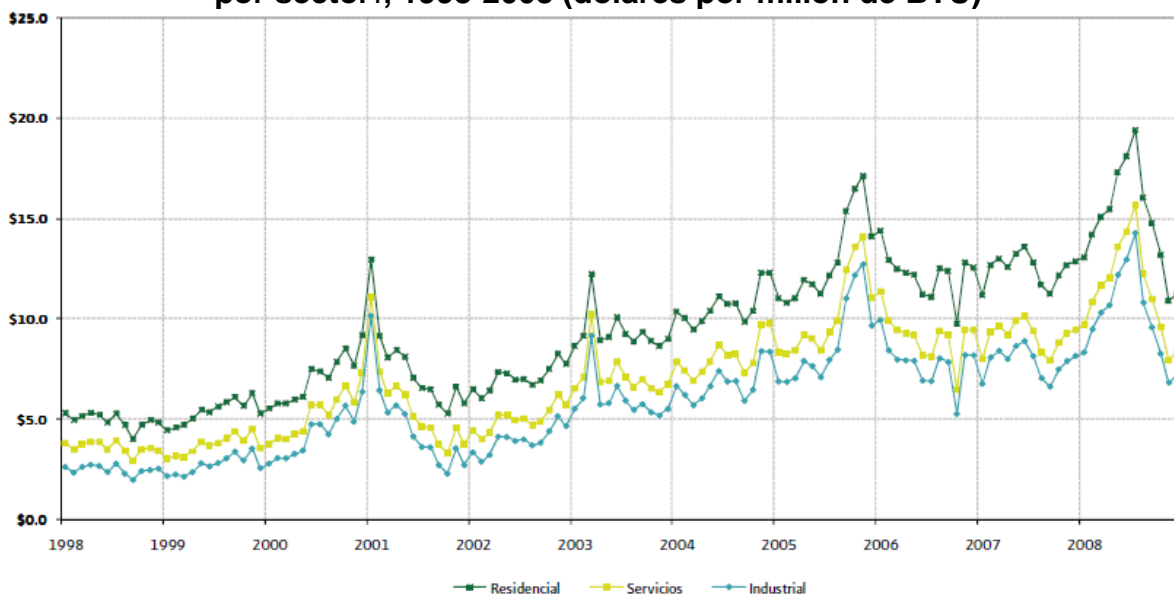
Fuente: CRE.

2.3.6. Precios

La comisión reguladora de energía (CRE), es una dependencia descentralizada de la SENER, y es la que determina los precios de primera mano del gas natural en México.

En 2008, los precios promedio nacional de gas natural al público fueron de: 14.91 US\$/MBTU para el sector residencial, 14.40 US\$/MBTU para el sector servicios o comercial y 10.11 US\$/MBTU para el sector industrial. Promediando 12.14 US\$/MBTU.

Gráfica 43. Precio promedio nacional al público de gas natural antes de IVA por sector¹, 1998-2008 (dólares por millón de BTU)



Fuente: SENER con base en CRE.

2.3.7. Comercio exterior

En 2008, la balanza comercial de gas natural tuvo un déficit de 1,231 mpcd, debido a:

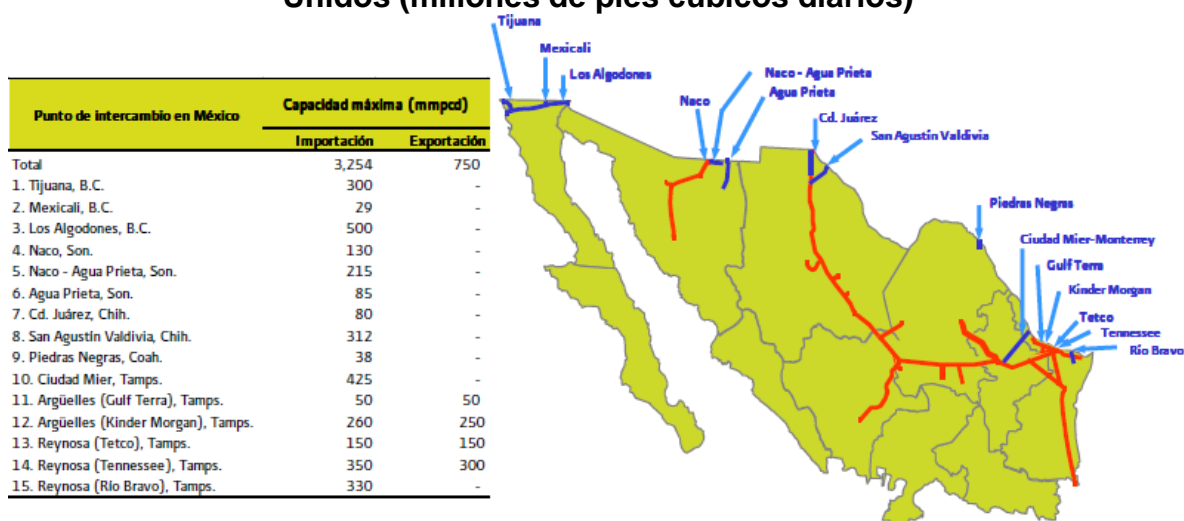
- Menor producción
- Aumento del precio de referencia,

- Aumento de las importaciones de GNL y de los gasoductos fronterizos.

En total se importó 1,339 mpcd de gas natural, de los cuales 73.4% a través de gasoductos y el 26.6% por medio de GNL. Las exportaciones ascendieron a 107 mpcd en 2008, 22.6% menor al año anterior, todas ellas a través de gasoductos conectados con el sur de Estados Unidos.

Hay que señalar que hasta este el cierre del 2008, el volumen de exportaciones de este hidrocarburo de México a EUA sólo fue consecuencia de la logística comercial de PGPB, es decir que, si en algún punto de interconexión para transporte hacia EUA se generó un excedente de gas que no era posible dirigir hacia territorio nacional, se optó por comercializarlo hacia EUA, independientemente de obtener o no buena rentabilidad¹⁰³.

Mapa 11. Capacidad de las interconexiones de gas natural con Estados Unidos (millones de pies cúbicos diarios)



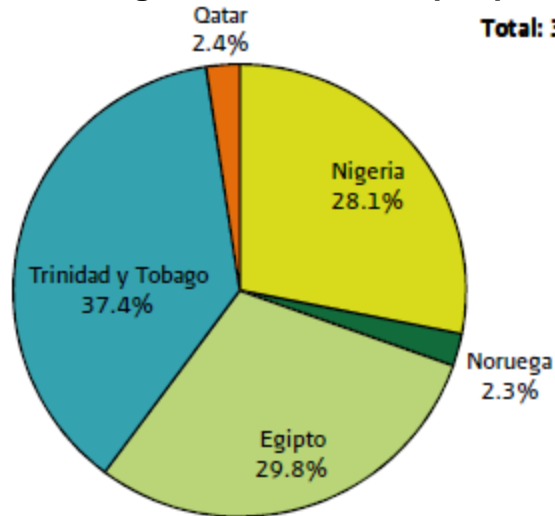
Fuente: SENER con base en CRE, IMP, PGPB y empresas privadas.

Las importaciones de GNL alcanzaron un volumen de 356 mpcd. De los cuales, la Terminal de regasificación de Altamira importó 331 mpcd y los restantes 25 mpcd por la terminal de Ensenada.

¹⁰³ Martínez Salinas Daniel. Gas Natural, ¿Detonador del desarrollo industrial en México caso del litoral del pacífico?, Tesis de Maestría, México, IPN; p 54

La procedencia del GNL tuvo como principales países a Trinidad y Tobago (37.4%), Egipto (29.8%), y Nigeria (28.1%), el resto vino de Qatar y Noruega.

Gráfica 44. Importaciones de gas natural licuado por país de origen, 2008



Fuente: Gas del Litoral y Energía Costa Azul.

2.3.8. Balance Nacional

En los últimos 10 años, la demanda de gas natural ha sobrepasado la producción nacional. La oferta ha aumentado a 4.2% anual en el periodo 1998-2008, mientras que la demanda nacional 5.9%. Por lo cual se ha tenido que importar gas natural, principalmente por gasoducto de Estados Unidos y por las terminales de GNL en Altamira y Ensenada.

El aumento en la demanda de gas natural en la última década, fue originando debido a:

- La introducción de centrales de ciclo combinado para la generación de electricidad
- La sustitución moderada del combustóleo en los sectores industrial y eléctrico
- Mayores requerimiento de gas para la industria petrolera

- El aumento de la demanda de gas en los sectores residencial y de servicios.

Los factores que han hecho que el sector eléctrico sea el impulsor de la demanda nacional de gas natural son:

- La sustitución de las termoeléctricas convencionales por ciclos combinados
- La participación de los PIE
- Proyectos de autogeneración

En el 2008 hubo una caída en la producción nacional de gas natural, debido a una menor producción de gas seco de las plantas de PGPB, dado que recibieron una menor cantidad de gas húmedo dulce a proceso, promediando 6,014 mpcd.

Tabla 27. Balance nacional de gas natural, 1998-2008 (millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	tma 1998-2008
Origen	4,155	4,207	4,372	4,454	4,863	5,323	5,750	5,952	6,561	7,119	7,352	5.9
Producción nacional	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,046	5,543	6,025	6,014	4.2
Gas de PEP para operación ¹	175	192	186	197	201	209	243	401	470	586	605	13.2
Gas de PEP para recirculaciones	282	243	240	242	193	214	311	400	386	471	487	5.6
Gas de PEP directo a Refinación	18	17	12	6	22	5	1	1	2	2	2	-20.1
Producción de plantas de PGPB	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	3,461	2.1
Directo de campos	599	750	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	1,382	8.7
Etano inyectado a ductos	94	114	98	101	91	95	108	94	87	87	76	-2.0
Otras corrientes	20	14	13	14	13	10	4	5	1	-	-	n.a.
Importación	151	168	281	380	729	996	1,124	905	1,018	1,094	1,339	24.4
Importaciones por logística	130	163	206	228	338	469	609	656	773	766	855	20.7
Importaciones de PGPB por balance	21	6	75	152	392	527	515	249	167	78	128	19.9
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	79	250	356	n.a.
Destino	4,092	4,129	4,350	4,383	4,856	5,287	5,722	5,914	6,563	7,114	7,311	6.0
Demanda nacional	4,060	3,993	4,326	4,358	4,851	5,287	5,722	5,890	6,531	6,975	7,204	5.9
Sector petrolero	1,361	1,295	1,286	1,310	1,290	1,323	1,405	1,483	1,581	1,760	1,886	3.3
Pemex Exploración y Producción ²	374	399	442	505	500	515	593	692	744	884	946	9.7
Pemex Refinación	194	198	207	230	238	270	262	276	281	284	308	4.7
Pemex Gas y Petroquímica Básica	256	247	264	258	256	252	255	251	263	268	288	1.2
Pemex Petroquímica	537	449	373	316	295	285	295	264	292	323	344	-4.3
Pemex Corporativo	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	-7.7
Sector petrolero recirculaciones internas	904	777	930	967	999	1,104	1,203	1,350	1,436	1,424	1,383	4.3
Sector industrial	963	1,023	1,019	838	966	924	957	935	1,014	1,039	1,024	0.6
Sector eléctrico	756	821	1,011	1,157	1,501	1,835	2,050	2,013	2,390	2,638	2,796	14.0
Público	639	705	897	1,077	1,379	1,591	1,738	1,680	2,059	2,314	2,448	14.4
Comisión Federal de Electricidad	601	665	835	949	920	932	814	733	836	875	897	4.1
Luz y Fuerza del Centro	38	40	35	38	35	33	29	29	30	57	50	2.7
Productores Independientes de Energía	-	-	27	89	425	625	896	918	1,192	1,382	1,501	n.a.
Privado	116	116	115	80	122	244	312	334	331	324	348	11.6
Autogeneración de electricidad	116	116	115	80	122	192	223	217	195	202	202	5.7
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	52	89	117	135	122.0	145.5	n.a.
Sector residencial	56	57	60	64	71	81	86	87	84	89	87	4.5
Sector servicios	20	20	20	21	22	19	20	21	23	24	25	2.4
Sector Autotransporte	-	0	1	1	2	2	2	2	2	2	2	n.a.
Exportación	32	136	24	25	4	-	-	24	33	139	107	12.8
Variación de inventarios y diferencias*	63	78	23	71	8	35	27	38	-2	5	41	n.a.

Fuente: IMP con base en información de CRE, CFE, Gas del Litoral, PEMEX, SENER y otras empresas particulares.

Capítulo 3. Análisis de los estudios prospectivos de la Secretaría de Energía

3.1. Prospectiva del mercado de gas natural 2002 – 2011

3.1.1. Demanda

En el periodo de la prospectiva, la demanda total de gas natural crecerá en un promedio anual de 7.4%, al pasar de 4,358 mpcd en 2001 a 8,883 mpcd en 2011.

La recesión económica mundial del 2001 fue uno de los factores que cambiaron las expectativas de crecimiento del PIB en México, pasando de un incremento del 5.2% en la prospectiva anterior, a un crecimiento de 3.5% en esta prospectiva. A pesar de esto, la demanda total de gas natural se incrementará a más del doble a lo largo del periodo de análisis. El sector eléctrico mantiene el mayor crecimiento en el mercado de 12.6% anual, obteniendo una participación del 42.8% con un consumo de 3,801 mpcd en el 2011; esto debido principalmente a la utilización de este recurso por parte de los PIE¹⁰⁴.

Hacia el final del periodo PEMEX absorberá 28.4% del consumo nacional total. El volumen de gas destinado a procesos de combustión (autoconsumos) representa 61.6% % del total de requerimientos del sector petrolero. El resto se destina, a recirculaciones internas de PEP para bombeo neumático.

El sector industrial requerirá una tercera parte de la demanda, sin PEMEX al final del periodo, con un volumen de 2,094 mpcd, con un ritmo de crecimiento de 6.1% anual.

Las estimaciones del sector residencial pronosticaron que llegaría a 292 mpcd y el de servicios a 101 mpcd en el 2011. Ambos sectores tendrán una participación de 6.2% en el último año de análisis.

¹⁰⁴ Productores Independientes de Energía

El sector de autotransporte representa la participación más pequeña en el mercado, debido a varios factores que han impedido su desarrollo. En 2001 obtuvo un consumo de 1.3 mpcd y llegara 70 mpcd en 2011, lo que representara 1% del mercado.

A escala regional, la región Sur-Sureste será el mayor consumidor de gas natural con un volumen al 2011 de 3,559 mpcd lo que representa 40.1% del consumo nacional. Ello obedece, principalmente a la concentración de las actividades del sector petrolero. En segundo término, la región Noreste, absorberá 29.2% de la demanda de gas natural al final de la proyección, atribuible al sector eléctrico y al industrial como consumidores de gas natural. Así, en ambas regiones, se concentrará 69.3% de la demanda total de gas natural.

La región Noroeste, presentará la mayor tasa de crecimiento en su consumo con 21.1% anual, como resultado de los requerimientos del sector eléctrico. El abasto de esta región continuará realizándose con importaciones.

Tabla 28. Demanda nacional de gas natural por sector 2002-2011 (millones de pies cúbicos diarios)

Sector	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	4,358	4,837	5,783	6,076	6,673	7,174	7,557	7,980	8,389	8,687	8,883	7.4
Petrolero	1,961	2,051	2,377	2,442	2,603	2,677	2,729	2,730	2,690	2,611	2,526	2.6
Autoconsumo ¹	994	1,027	1,242	1,256	1,348	1,477	1,574	1,581	1,587	1,589	1,556	4.6
Recirculaciones internas	967	1,024	1,135	1,186	1,255	1,200	1,155	1,149	1,103	1,022	970	0.0
Demanda sin Pemex	2,397	2,786	3,406	3,634	4,070	4,497	4,827	5,249	5,699	6,077	6,358	10.2
Industrial	1,155	1,221	1,338	1,528	1,617	1,737	1,824	1,874	1,943	2,021	2,094	6.1
Pemex Petroquímica	316	298	307	404	408	419	433	437	438	438	438	3.3
Otras	838	923	1,031	1,124	1,208	1,318	1,391	1,437	1,506	1,583	1,656	7.0
Eléctrico²	1,156	1,463	1,937	1,932	2,227	2,480	2,676	3,006	3,351	3,621	3,801	12.6
Público	986	950	965	789	804	816	805	792	740	684	652	-4.1
Particulares	170	513	972	1,143	1,423	1,665	1,871	2,213	2,611	2,937	3,149	33.9
Residencial	64	75	96	127	163	200	231	254	271	283	292	16.4
Servicios	21	23	29	36	47	57	67	76	85	93	101	17.2
Autotransporte	1	2	6	11	17	23	30	39	49	59	70	48.6

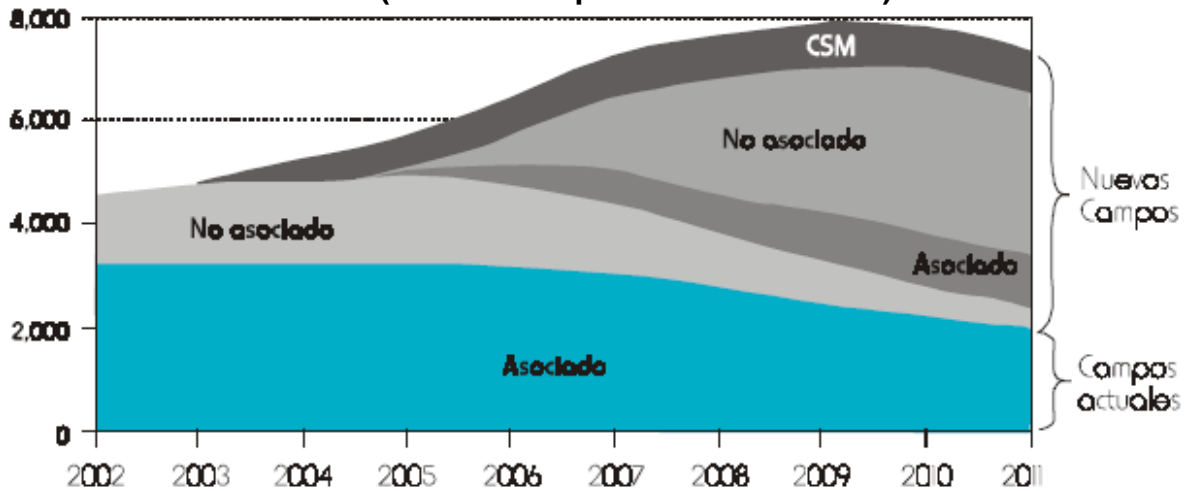
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

3.1.2. Oferta

La producción promedio de gas en el periodo de la prospectiva es de 6,516 mpcd, con un máximo de 7,955 mpcd en el 2010; así, la producción se incrementa a una tasa promedio anual de 5.1 %. Además se contempló una inversión de 83 mil millones de pesos anuales durante el periodo.

En esta prospectiva se contempló la aportación de los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) con un volumen de producción máximo de 878 mpcd, en el 2009, en los cuales se veía una alternativa para reducir las importaciones de gas natural. Además, se contempló una inversión física de un promedio de 83 mil millones de pesos anuales en el periodo 2002-2011.

Gráfica 45 Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2002-2011 2010 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: PEP.

El volumen de gas entregado por PEP a PGPB en el 2001 fue de 4,321 mpcd, el cual aumentará a 7,066 mpcd en 2011. En el 2011, el 48% del gas entregado será amargo, mientras que en el 2001 fue del 73.5%. El gas seco aumentará su participación de 16.4% a 30%, mientras que el húmedo dulce incrementará su volumen casi 3.6 veces en este periodo, mismo que alcanzará 1,554 mpcd.

Tabla 29. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2000-2010 (millones de pies cúbicos diarios)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	tmca
Total	4,321	4,464	4,855	5,183	5,754	6,303	7,090	7,485	7,601	7,597	7,066	5.0
Húmedo amargo	3,176	3,240	3,502	3,354	3,424	3,567	3,776	3,835	3,726	3,595	3,395	0.7
Seco	710	708	818	1,115	1,406	1,634	1,869	2,066	2,177	2,238	2,117	11.5
Húmedo dulce	435	516	535	714	924	1,102	1,445	1,583	1,699	1,765	1,554	13.6

Fuente: PGPB.

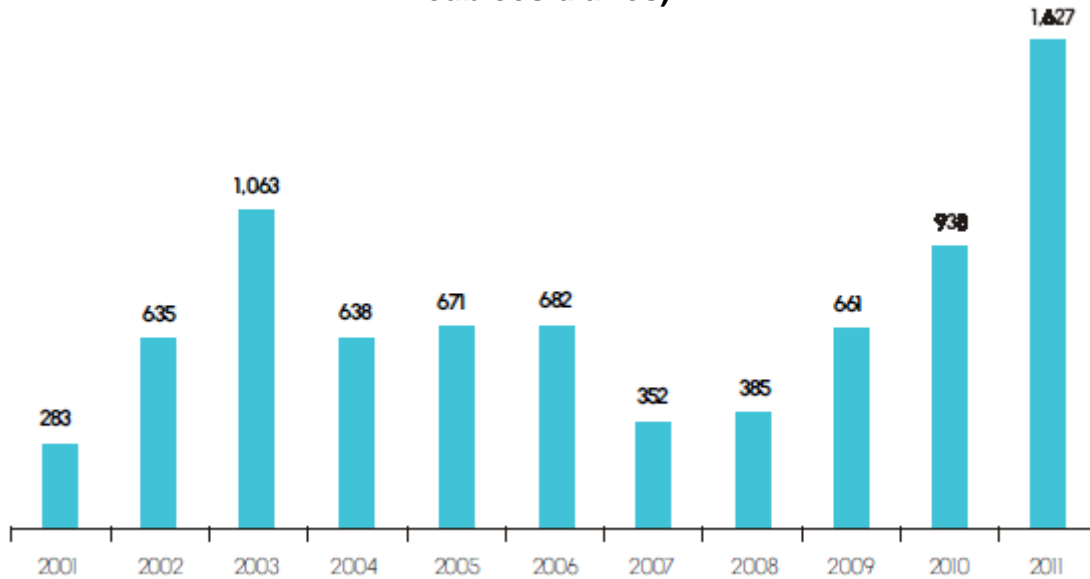
En esta prospectiva se contemplaron, objetivos prioritarios como el aumento en las actividades exploratorias y el desarrollo para ampliar la capacidad productiva de gas natural, principalmente de gas no asociado en la Cuenca de Burgos, a través de los CSM. Otro objetivo fue avanzar en el Programa Estratégico de Gas (PEG), para lo cual se deberán identificar y acelerar la ejecución de proyectos de gas, minimizar el tiempo asociado al ciclo de exploración-desarrollo-producción, reducir los costos, aumentar la eficiencia y la calidad de los procesos e impulsar la mejora continua en el control de los proyectos.

En el caso de Pemex, la estrategia integral para el incremento de la oferta de gas natural en el mediano y largo plazos se basa en cuatro elementos principales: a) reactivación de la exploración en las áreas de mayor potencial; b) enfoque preferencial a las reservas de gas no asociado, c) aprovechamiento de la producción a niveles comparables con la práctica internacional, y d) la implementación de los CSM.

3.1.3. Balance Oferta-Demanda

Durante el periodo de esta prospección, el balance entre oferta y demanda de gas natural en México seguirá siendo deficitario. Las importaciones netas ascenderán a 1,627 mpcd en el 2011, equivalente al 18.3% de la demanda nacional. Debido a que al final del periodo se reducen las inversiones en producción y exploración.

Gráfica 46. Importaciones netas de gas natural, 2001-2011 (millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: SENER con base en información de CFE, CRE, PEMEX e IMP.

Tabla 30. Balance nacional de gas natural, 2002-2011 (mpcd)

Concepto	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Tmca 2001-2011
Oferta	4,454	4,837	5,783	6,251	7,015	7,874	8,706	9,227	9,537	9,624	9,184	7.50
Nacional	4,074	4,201	4,720	5,438	6,001	6,492	7,205	7,595	7,728	7,749	7,257	5.94
Externa	380	635	1,063	813	1,014	1,381	1,502	1,632	1,809	1,875	1,928	17.63
Demanda	4,385	4,837	5,783	6,251	7,015	7,874	8,706	9,227	9,537	9,624	9,184	7.67
Nacional	4,358	4,837	5,783	6,076	6,673	7,174	7,557	7,980	8,389	8,687	8,883	7.38
Exportaciones	25	0	0	175	343	699	1,150	1,248	1,148	937	301	28.31
Saldo del comercio exterior												
Del País	-283	-635	-1,063	-638	-671	-682	-352	-385	-661	-938	-1,627	19.09
Del Sistema Nacional de Gasoductos	-56	-272	-464	175	343	699	1,150	1,248	1,148	937	301	-

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.2. Prospectiva del mercado de gas natural 2003 – 2012

3.2.1. Demanda

En el periodo de 10 años de esta prospectiva, se estimó que la demanda de gas natural crecería a un promedio anual de 6.8% al pasar de 4,855 mpcd en 2002 a 9.389 mpcd en el 2012.

Hacia el periodo final de esta prospectiva se estima que la demanda total de gas natural crezca 93.4%, dentro del cual, el sector eléctrico mantiene el mayor auge del mercado al utilizar casi dos terceras partes del consumo en 2012 (Sin incluir a PEMEX), de esta manera su consumo será de 4,180 mpcd en dicho año con una tasa de crecimiento de 10.8%.

Sin incluir la demanda de gas natural del sector petrolero, el sector industrial utilizara una tercera parte de la demanda, con un volumen de 2,110 mpcd.

El consumo residencial y de servicios se espera que tengan un consumo de 361mpcd en 2012, con una participación del 5.4%. Mientras que en el sector autotransporte el consumo de ubicará en 54 mpcd en 2012, lo que representa un 1% de participación en el mercado.

La región sur seguirá siendo la que más consuma gas natural con un volumen de 3,820 mpcd un 40% de la participación de la demanda, debido a como se mencionó en la prospectiva anterior, a la concentración de las actividades petroleras en dicha región. En segundo lugar se encuentra la Región Norte, la cual demandara 26.9%, atribuible al sector eléctrico e industrial como principales consumidores de gas.

La región noreste representan una tasa de crecimiento de 15.9%, como resultado del requerimiento del sector eléctrico, cabe señalar que el abasto de esta región se continuara llevando a cabo con importaciones.

Tabla 31. Demanda de gas natural por sector, 2002-2012 (millones de pies cúbicos diarios)

Sector	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	TMCA
Total	4,855	5,365	6,234	6,577	7,312	7,647	8,086	8,306	8,544	9,030	9,389	6.8
Petrolero	1,994	2,198	2,471	2,577	2,841	2,897	2,959	2,885	2,763	2,716	2,683	3.0
Autoconsumo	995	1,078	1,222	1,271	1,386	1,378	1,444	1,425	1,377	1,377	1,379	3.3
Recirculaciones Internas	999	1,120	1,249	1,370	1,455	1,519	1,515	1,460	1,386	1,339	1,304	2.7
Demanda Sin PEMEX	2,860	3,167	3,763	3,936	4,471	4,749	5,127	5,420	5,780	6,314	6,705	8.9
Industrial	1,260	1,196	1,234	1,378	1,564	1,656	1,754	1,836	1,931	2,019	2,110	5.3
PEMEX Petroquímica	295	290	279	321	383	400	400	400	400	400	400	3.1
Otras	965	906	955	1,057	1,181	1,256	1,354	1,436	1,531	1,619	1,711	5.9
Eléctrico	1,505	1,856	2,392	2,386	2,696	2,841	3,080	3,253	3,485	3,904	4,180	10.8
Público	959	1,046	1,066	904	1,029	925	1,044	925	823	797	707	-3.0
Particulares	546	809	1,326	1,482	1,668	1,916	2,036	2,328	2,662	3,106	3,473	20.3
Residencial	71	84	99	119	144	172	200	224	243	258	268	14.2
Servicios	22	28	31	38	45	54	62	70	78	85	93	15.2
Autotransporte	2	3	7	15	21	26	32	37	43	49	54	39.6

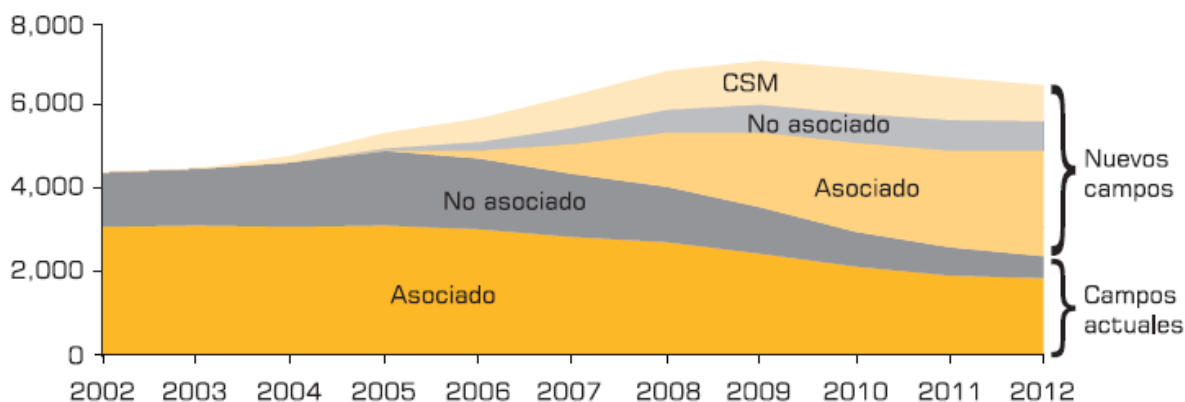
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.2.2. Oferta

Se espera que la producción de gas natural se incremente a una tasa promedio anual de 4.2% al pasar a 6,542 mpcd en 2012, con un nivel máximo de producción en 2009 de 7,122 mpcd.

A escala regional, en la región Norte se espera el mayor aumento en la producción llegando a 2,563 mpcd con una TMCA de 7.3%, ocupando Burgos, un papel fundamental, llegando a alcanzar una producción máxima en 2009 de 2,049 mpcd.

Gráfica 47. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad (mpcd)



Fuente: PEP

El gas entregado por PEP a PGPB aumentara a 6,367 mpcd en 2012, del cual 61.4% será de gas húmedo amargo. El gas húmedo dulce aumentara 2.6 veces en este periodo, alcanzado 1,321 mpcd, así como la participación del gas seco aumentara de 15.5% a 17.9%.

Tabla 32. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB

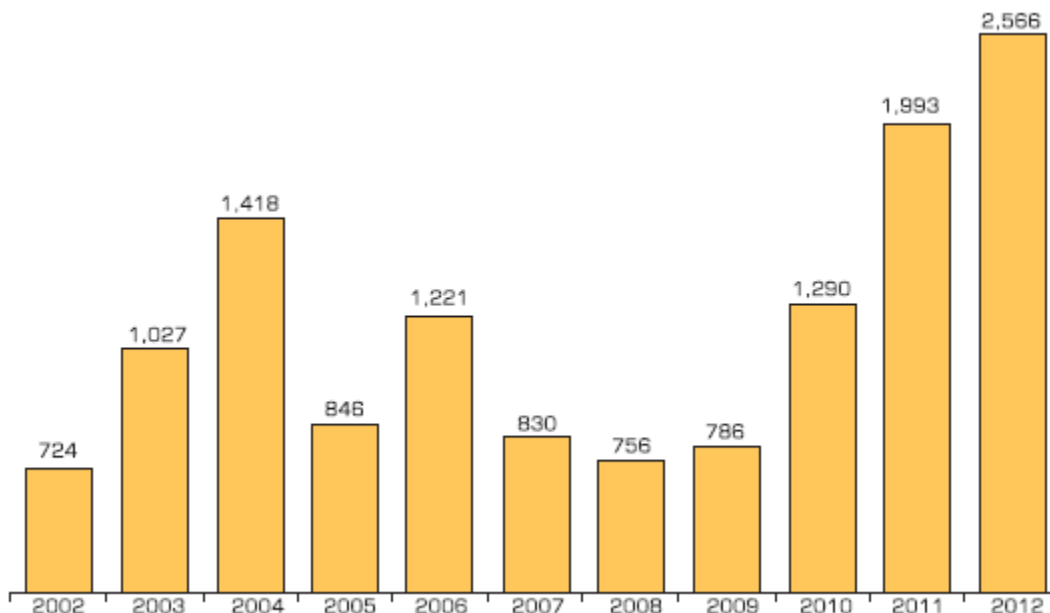
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	tmca
Total	4,411	4,646	4,677	5,133	5,403	6,242	6,852	7,049	6,796	6,573	6,367	3.7
Húmedo amargo	3,208	3,390	3,121	3,135	3,185	3,632	4,031	4,123	3,988	3,875	3,907	2.0
Seco	697	764	899	1,037	1,065	1,464	1,583	1,587	1,461	1,299	1,139	5.0
Húmedo dulce	506	491	657	961	1,152	1,145	1,238	1,339	1,346	1,399	1,321	10.1

Fuente: PGPB

3.2.3. Balance Oferta Demanda

En el balance del mercado nacional de gas natural muestra un déficit, debido a las inversiones en exploración y producción se reducen. En el 2012, las importaciones netas ascenderán a 2,566 mpcd, un 27.3% de la demanda nacional, del cual, el 63.2% corresponde a sistemas aislados, 19.5% por la terminal de GNL en Altamira y un 17.3% por el SNG.

Gráfica 48. Importaciones netas de gas natural, 2002-2012 (mpcd)



Fuente: SENER con base en información de CFE, CRE, PEMEX e IMP.

Tabla 33. Balance Nacional de Gas Natural 2002-2012 (mpcd)

Concepto	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Tmca 2002- 2012
Oferta	4,862	5,407	6,234	6,886	7,399	8,319	8,943	9,194	9,042	9,236	9,389	6.8
Nacional	4,134	4,380	4,816	5,730	6,091	6,817	7,331	7,520	7,254	7,037	6,823	5.1
Importación	729	1,027	1,418	1,156	1,307	1,501	1,612	1,674	1,788	2,199	2,566	13.4
Demanda	4,862	5,407	6,234	6,886	7,399	8,319	8,943	9,194	9,042	9,236	9,389	6.8
Nacional	4,855	5,365	6,234	6,577	7,312	7,647	8,086	8,306	8,544	9,030	9,389	6.8
Exportaciones	4	-	-	309	87	672	856	888	498	206	-	
Saldo del comercio exterior	-724	-1,027	-1,418	-846	-1,221	-830	-756	-786	-1,290	-1,993	-2,566	

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.3. Prospectiva del mercado de gas natural 2004 – 2013

3.3.1. Demanda

En el periodo de esta prospectiva, la demanda nacional de gas natural crecerá 5.8% al año, llegando a un volumen de 9,303 mpcd en 2013, lo que representa un 76.4% a lo largo del periodo de análisis. El sector eléctrico se mantiene con una demanda de dos tercios del consumo en 2013 (sin considerar el sector petrolero), con un volumen de 4,705 mpcd en este año, con una tasa de crecimiento del 10% anual.

El sector industrial abarcará 28.1% al final del periodo, sin incluir la demanda del sector petrolero, con un volumen de 1,970 mpcd.

La incorporación del gas natural en los sectores residencial y servicios ha sido menos rápida de lo estimado. Se espera que el consumo de estos sectores se ubique en 279 mpcd en el 2013, representando ambos sectores un 4.0% de participación en este año. Mientras que en el sector autotransporte, llegara a 54 mpcd en el 2013, con una participación en el mercado de 0.8%.

La región Sur-Sureste seguirá siendo la mayor consumidora de gas natural con un volumen de 3,346 mpcd, un 36.0% del consumo nacional en 2013. En segundo

lugar, la región Noreste abarcará 29.4% debido al sector eléctrico e industrial. Así, en ambas regiones, se concentrará 65.3% de la demanda.

La región Centro-Occidente, tendrá la mayor tasa de crecimiento en su demanda con 11.8% anual, debido a los requerimientos en el sector eléctrico. El abasto de esta región continuará realizándose con importaciones.

Tabla 34. Demanda de gas natural por sector, 2003-2013 (mpcd)

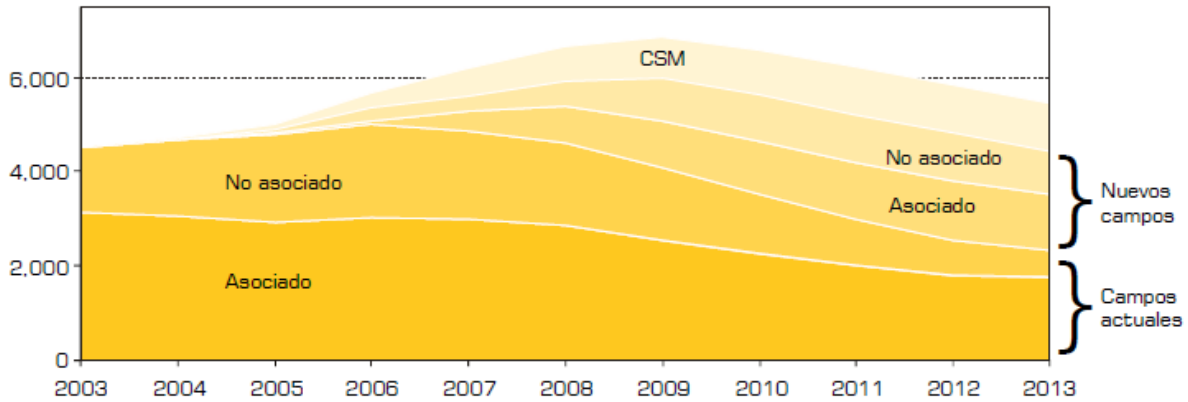
Sector	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	5,274	5,914	6,219	6,489	6,974	7,518	7,616	7,921	8,335	8,766	9,303
Petrolero	2,141	2,391	2,567	2,495	2,632	2,786	2,656	2,547	2,483	2,435	2,294
Autoconsumo ¹	1,037	1,167	1,360	1,260	1,346	1,479	1,399	1,335	1,313	1,294	1,231
Recirculaciones internas	1,104	1,223	1,207	1,236	1,286	1,307	1,258	1,212	1,170	1,141	1,063
Demanda sin Pemex	3,133	3,523	3,651	3,993	4,342	4,732	4,959	5,374	5,853	6,331	7,009
Industrial	1,208	1,290	1,348	1,456	1,530	1,616	1,677	1,761	1,843	1,911	1,970
Pemex Petroquímica	285	279	293	347	382	411	413	420	424	423	424
Otras	923	1,012	1,055	1,109	1,148	1,205	1,264	1,341	1,419	1,488	1,547
Eléctrico ²	1,819	2,114	2,163	2,372	2,620	2,897	3,037	3,343	3,716	4,105	4,705
Público	996	791	738	819	832	947	922	996	956	986	1,005
Particulares	823	1,322	1,426	1,553	1,788	1,950	2,116	2,347	2,760	3,119	3,700
Residencial	84	94	108	125	142	160	176	192	205	217	226
Servicios	19	22	25	28	31	35	39	43	46	50	53
Autotransporte	2	4	7	13	18	24	30	36	42	48	54

Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

3.3.2. Oferta

Se espera que la producción de gas natural se incremente a una tasa promedio anual de 1.9% entre 2003 y 2013, al pasar de 4,498 mpcd en 2003 a 5,453 mpcd en 2013, con un nivel máximo de producción en 2009 de 6,866 mpcd. Esto debido a que al final del 2008, se estima una declinación en los activos que producen gas asociado, aunado también a una baja en la producción de los activos de gas no asociado. En la región Norte se espera alcanzar un volumen de 2,621 mpcd, con una participación de 48.1% en el 2013.

Gráfica 49. Producción de gas natural por tipo de gas y actividad, 2003-2013 (mpcd)



Fuente: PEP

El gas entregado por PEP a PGPB aumentara a 5,217 mpcd en 2013. En este año el 51.9% del gas entregado será gas húmedo amargo, 20.3% de gas seco, mientras que el gas húmedo dulce aumentara su volumen casi dos veces al final del periodo, alcanzando 1,451 mpcd.

Tabla 35. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB (mpcd)

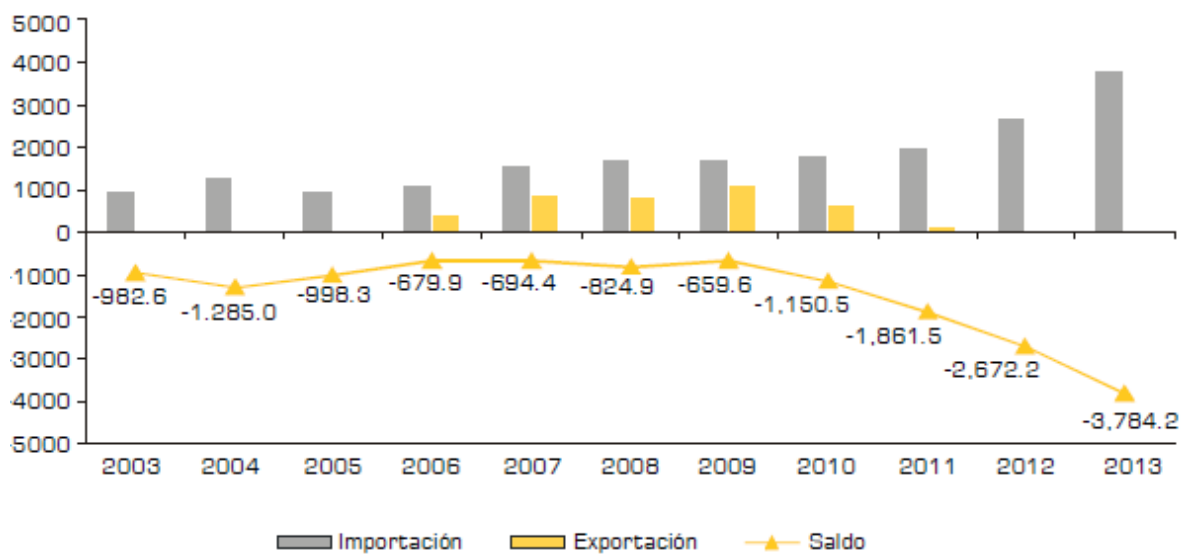
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total	4,585	4,576	4,674	5,503	6,044	6,490	6,629	6,360	6,018	5,671	5,217
Húmedo amargo	3,325	2,962	2,710	3,027	3,247	3,455	3,351	3,181	3,003	2,853	2,710
Seco	763	840	1,026	1,352	1,361	1,324	1,507	1,479	1,366	1,238	1,057
Húmedo dulce	498	774	938	1,124	1,436	1,711	1,770	1,701	1,649	1,580	1,451

Fuente: PEP

3.3.3. Balance Oferta-Demanda

En 2013 las importaciones se habrán casi triplicado (2.9 veces) con respecto a las realizadas en 2003, con un volumen de 3,784 mpcd, de los cuales 27.4% provendrá del gas natural licuado. En esta prospectiva el balance del mercado nacional de gas natural indica seguirá un déficit en el periodo de esta prospectiva.

Gráfica 50. Saldo del comercio exterior de gas natural (mpcd)



Fuente: SENER con base en información de CFE, CRE, PEMEX e IMP.

Tabla 36. Balance Nacional de Gas Natural, 2003-2013 (mpcd)

Concepto	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	Tmca 2003-2013
Oferta	5,309	5,914	6,223	6,932	7,867	8,405	8,710	8,594	8,476	8,766	9,303	5.8
Nacional	4,326	4,629	5,220	5,809	6,279	6,693	6,956	6,771	6,474	6,094	5,519	2.5
Importación	983	1,285	1,003	1,123	1,588	1,712	1,755	1,823	2,002	2,672	3,784	14.4
Demanda	5,274	5,914	6,223	6,932	7,867	8,405	8,710	8,594	8,476	8,766	9,303	5.8
Nacional	5,274	5,914	6,219	6,489	6,974	7,518	7,616	7,921	8,335	8,766	9,303	5.8
Exportaciones	-	-	4	443	893	888	1,095	673	141	-	-	n.a.
Saldo del comercio exterior	-982.6	-1,285	-998.3	-679.4	-694.4	-824.9	-659.6	-1,150	-1,861	-2,672	-3,784	

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.4. Prospectiva del mercado de gas natural 2005 – 2014

3.4.1. Demanda

En el periodo de esta prospectiva, la demanda nacional de gas natural crecerá en un promedio de 5.2% anual (65.9% entre 2004 y 2014), llegando a 9,493 mpcd en 2014. El sector eléctrico mantendrá la mayor demanda al utilizar 45.4% del consumo en 2014 (7.7% anual), llegando a un volumen de 4,306 mpcd en 2014.

El sector industrial abarcara el 18.6% del consumo al final del periodo, con un volumen de 1,766 mpcd.

Se espera que el consumo de los sectores residencial y servicios se ubiquen en 231 mpcd y 65 mpcd durante 2014, respectivamente, representando el 3.1% de la demanda nacional de gas natural en el último año de análisis.

Tabla 37. Demanda de gas natural por sector, 2004-2014 (mpcd)

Sector	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Total	5,722	6,110	6,659	6,618	7,053	7,580	7,906	8,286	8,699	9,110	9,493
Petrolero	2,313	2,659	2,885	2,683	2,803	2,934	2,972	3,001	2,972	2,990	3,075
Industrial	1,246	1,291	1,292	1,359	1,457	1,505	1,546	1,600	1,654	1,703	1,766
Eléctrico	2,056	2,014	2,310	2,378	2,570	2,895	3,119	3,395	3,763	4,087	4,306
Residencial	86	116	132	151	167	180	193	204	215	224	231
Servicios	20	26	31	35	39	43	48	52	57	61	65
Transporte vehicular	2	4	8	13	18	23	28	33	39	44	50

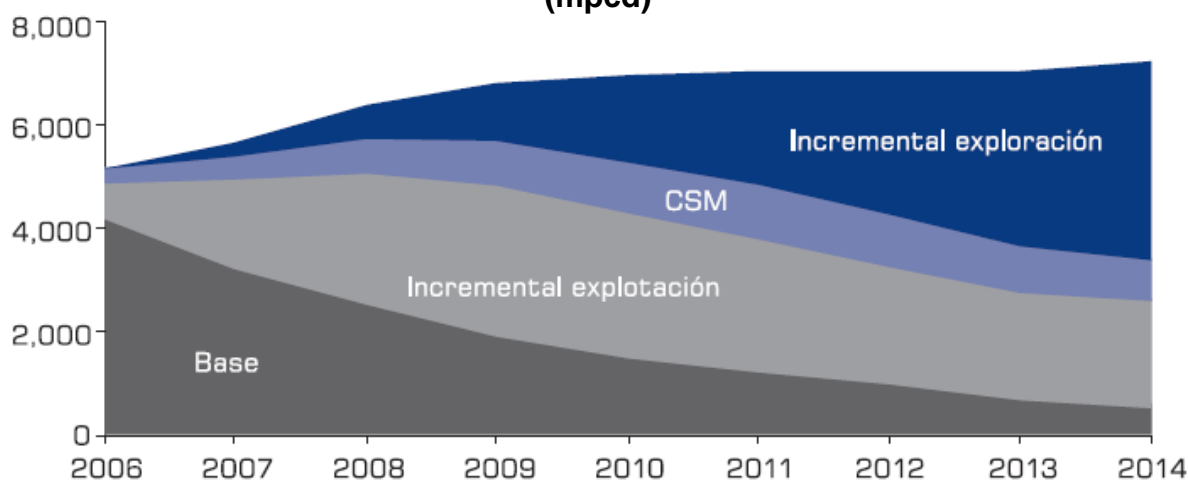
Fuente: IMP, con base en BANXICO, CNA, CONAPO, CRE, INEGI, PEMEX, SENER y empresas privadas.

3.4.2. Oferta

En 2014, se obtendrá la máxima producción con 7,378 mpcd, de los cuales, 28.9% provendrá del desarrollo de campos ya descubiertos, 52.3% de los campos nuevos, mientras que la producción base y los CSM aportarán conjuntamente 18.8%.

La participación del gas no asociado con respecto a la producción total alcanzará 47.1% en 2009, llegando un volumen de 3,274 mpcd para dicho año. Por otro lado, la producción de gas asociado, alcanzará una participación de 72.8% en 2014.

Gráfica 51. Producción de gas natural por tipo de actividad, 2006-2014 (mpcd)



Fuente: PEP

La disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB alcanzara 7,244 mpcd en 2014. De acuerdo al origen del gas natural entregado en 2014, provendrá en un 57.4% del gas húmedo amargo, 23.3% de gas seco y el restante 19.3% de gas húmedo dulce.

Tabla 38. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2004-2014 (mpcd)

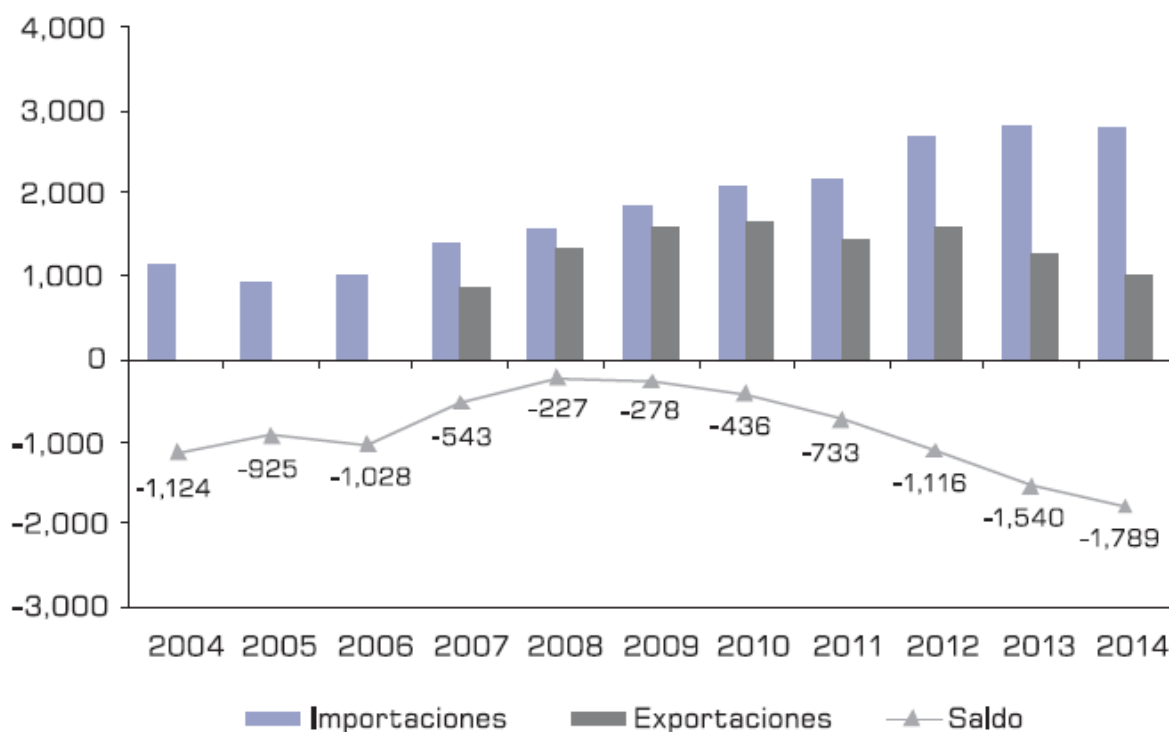
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca
Total	4,775	4,985	5,393	5,631	6,477	6,895	7,008	7,081	7,086	7,069	7,244	4.3
Húmedo amargo	3,328	3,127	3,315	2,988	3,359	3,455	3,477	3,626	3,715	3,760	4,160	2.3
Seco	815	1,053	1,273	1,472	1,584	1,622	1,581	1,548	1,546	1,678	1,689	7.6
Húmedo dulce	632	806	806	1,172	1,534	1,818	1,950	1,906	1,825	1,632	1,395	8.2

Fuente: PEP

3.4.3. Balance Oferta-Demanda

Se estima que para 2014 las importaciones de gas natural crezcan casi 1.5 veces con respecto a las realizadas en 2004, registrando un volumen de 2,795 mpcd, del cual 65.1% provendrá del gas natural licuado, mediante la entrada en operaciones de tres terminales de GNL, en Altamira (2006), Ensenada (2008) y Manzanillo (2009).

Gráfica 52. Saldo del comercio exterior de gas natural, 2004-2014



Fuente: SENER con base en información de CFE, CRE, PEMEX e IMP.

Tabla 39. Balance nacional de gas natural, 2004-2014 (mpcd)

Concepto	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	tmca 2004-2014
Oferta	5,750	6,117	6,666	7,479	8,376	9,162	9,555	9,721	10,273	10,390	10,499	6.2
Nacional	4,626	5,185	5,631	6,075	6,825	7,301	7,469	7,553	7,582	7,570	7,704	5.2
Importación	1,124	933	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795	9.5
Demanda	5,722	6,117	6,666	7,479	8,376	9,162	9,555	9,721	10,273	10,390	10,499	6.3
Nacional	5,722	6,110	6,659	6,618	7,053	7,580	7,906	8,286	8,699	9,110	9,493	5.2
Exportaciones	-	7	7	861	1,323	1,583	1,650	1,435	1,574	1,281	1,006	n.a.
Saldo del comercio exterior	-1,124	-925	-1,028	-543	-227	-278	-436	-733	-1,116	-1,540	-1,789	

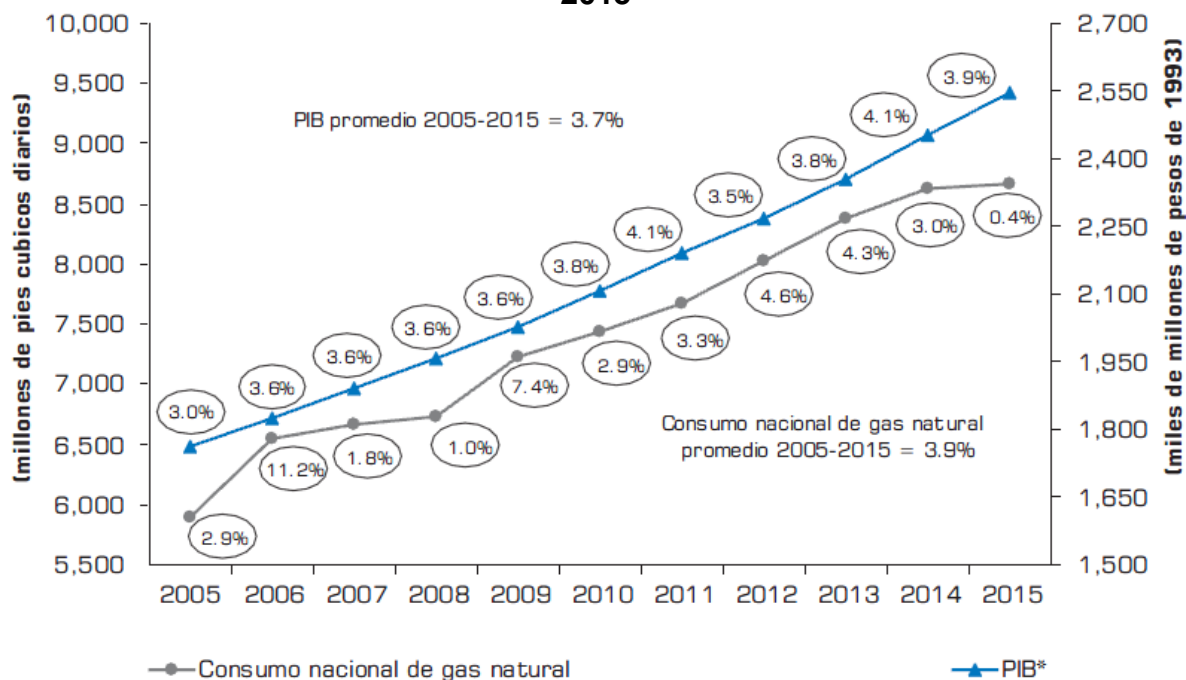
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.5. Prospectiva del mercado de gas natural 2006 – 2015

3.5.1. Demanda

Este escenario tiene la característica de un crecimiento económico moderado de 3.7% en promedio en el periodo 2005-2015, comparado con la prospectiva anterior que consideró una tasa de 4.3% para el periodo 2005-2014.

Gráfica 53. Crecimiento de la demanda de gas natural y PIB en México, 2005-2015



Fuente: CAPEM e IMP.

En esta prospectiva se estima que en el periodo del 2006 al 2015, la demanda nacional de gas natural tendrá un crecimiento promedio anual de 3.9%, con un volumen de 8,662 mpcd en 2015.

Se estima que la demanda total de gas natural se incrementará en 2,772 mpcd entre los años 2005 y 2015, es decir, casi la mitad (47.1%) del valor de 2005. El sector que mantendrá el mayor auge del mercado será el eléctrico, cuyo volumen

crecerá 1,837 mpcd en el periodo; a este le seguirán los incrementos del sector petrolero de 417 mpcd, el sector industrial con 397 mpcd, el sector residencial con 83 mpcd y los sectores servicios y de transporte vehicular con 20 y 19 mpcd, respectivamente.

Tabla 40. Demanda de gas natural por sector, 2005-2015 (mpcd)

Sector	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	5,890	6,549	6,666	6,729	7,225	7,434	7,677	8,030	8,377	8,630	8,662
Petrolero	2,833	3,145	3,283	3,165	3,282	3,349	3,312	3,303	3,351	3,322	3,249
Eléctrico	2,014	2,342	2,264	2,391	2,726	2,791	3,020	3,330	3,571	3,794	3,851
Industrial	935	953	997	1,038	1,069	1,133	1,170	1,207	1,251	1,296	1,331
Residencial	86	87	96	106	115	124	134	144	154	162	169
Servicios	20	20	22	24	27	29	31	33	36	38	40
Transporte vehicular	2	2	4	5	7	8	10	12	15	17	21

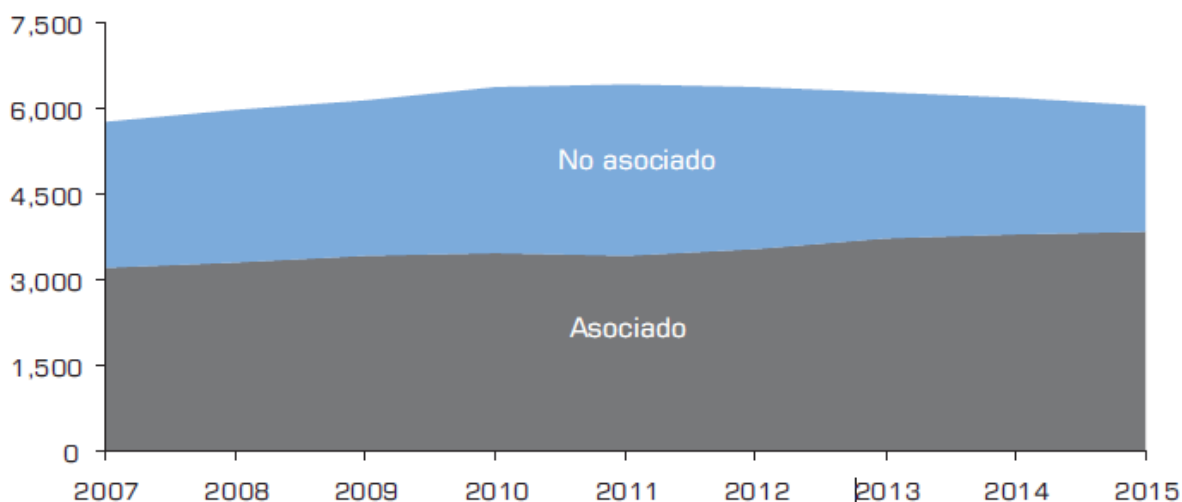
Fuente: IMP, con base en información de la CFE, CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

3.5.2. Oferta

La producción promedio de gas natural se mantiene por arriba de los 6,000 mpcd, concentrándose en promedio 77.6% en los proyectos de explotación durante el periodo 2007-2015.

La producción de gas natural estimada a 2015, alcanza un volumen de 6,055 mpcd, registrando un máximo durante 2011 con 6,422 mpcd. En 2015, el gas no asociado tendrá una participación del 36.4%, mientras que la producción de gas asociado alcanzará 3,851 mpcd (63.6%).

Gráfica 54. Producción de gas natural por tipo, 2007-2015 (mpcd)



Fuente: PEP

La disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB alcanzara un nivel máximo de 6,620 mpcd en 2010, mientras que en 2015 se estima que PGPB reciba 6,194 mpcd. El origen de la producción de gas natural entregado de PEP a PGPB durante el periodo provendrá del gas húmedo amargo y el húmedo dulce. Hacia 2015 se procesará un volumen de 4,166 mpcd de gas húmedo amargo, 1,118 mpcd de gas húmedo dulce y 910 mpcd de gas seco.

Tabla 41. Disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB, 2005-2015 (mpcd)

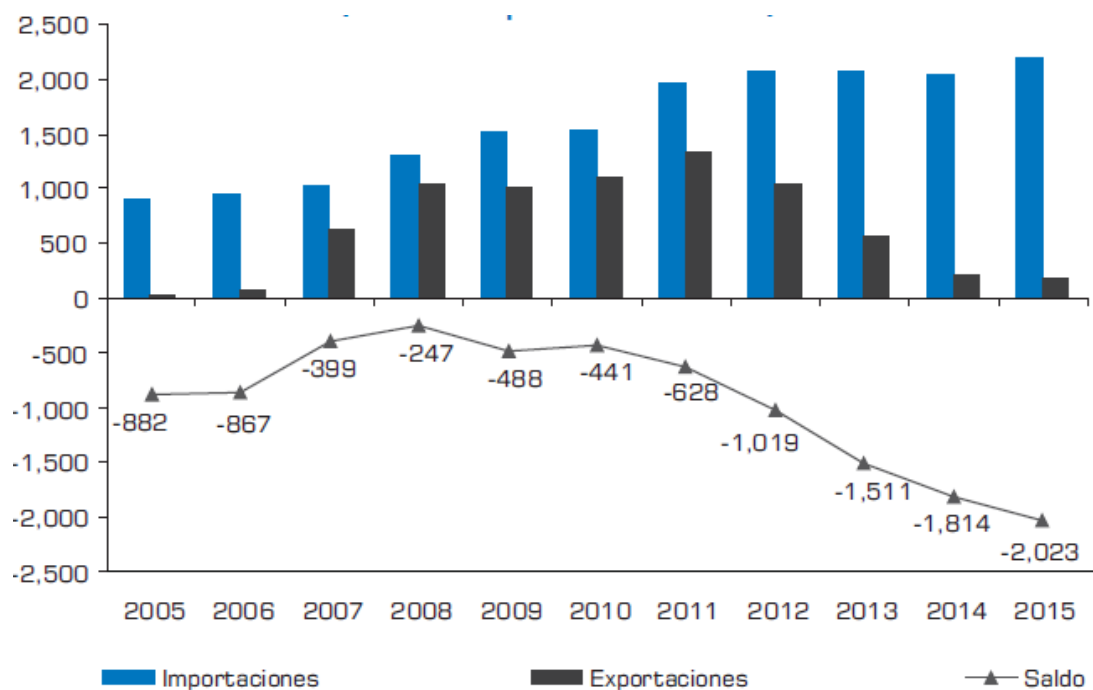
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total	4,923	5,408	5,758	6,161	6,322	6,620	6,598	6,603	6,476	6,364	6,194
Húmedo amargo	3,118	3,320	3,394	3,688	3,846	3,996	3,886	4,029	4,147	4,170	4,166
Seco	998	985	1,259	1,178	1,074	1,050	926	785	804	876	910
Húmedo dulce	807	1,104	1,105	1,294	1,402	1,573	1,785	1,790	1,525	1,317	1,118

Fuente: PEP

3.5.3. Balance Oferta Demanda

Se estima que para 2015 las importaciones de gas natural crezcan casi 1.5 veces con respecto al 2005, observando un volumen de 2,198 mpcd, de los cuales 68.2% provendrá del GNL (Altamira, Ensenada y Manzanillo).

Gráfica 55. Saldo del comercio exterior de gas natural, 2005-2015 (mpcd)



Fuente: SENER, con base en información de la CFE, CRE, PEMEX e IMP.

Tabla 42. Balance nacional de gas natural, 2005-2015. (mpcd)

Concepto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Tmca 2005-2015
Oferta	5,952	6,630	7,293	7,773	8,239	8,530	9,001	9,081	8,931	8,845	8,837	4.0
Nacional	5,046	5,682	6,267	6,483	6,737	6,993	7,049	7,010	6,866	6,816	6,639	2.8
Importación	905	948	1,026	1,290	1,502	1,537	1,952	2,071	2,065	2,030	2,198	9.3
Demanda	5,914	6,630	7,293	7,773	8,239	8,530	9,001	9,081	8,931	8,845	8,837	4.1
Nacional	5,890	6,549	6,666	6,729	7,225	7,434	7,677	8,030	8,377	8,630	8,662	3.9
Exportaciones	24	81	627	1,043	1,014	1,097	1,324	1,052	554	215	175	22.0
Saldo del comercio exterior	-882	-867	-399	-247	-488	-441	-628	-1,019	-1,511	-1,814	-2,023	

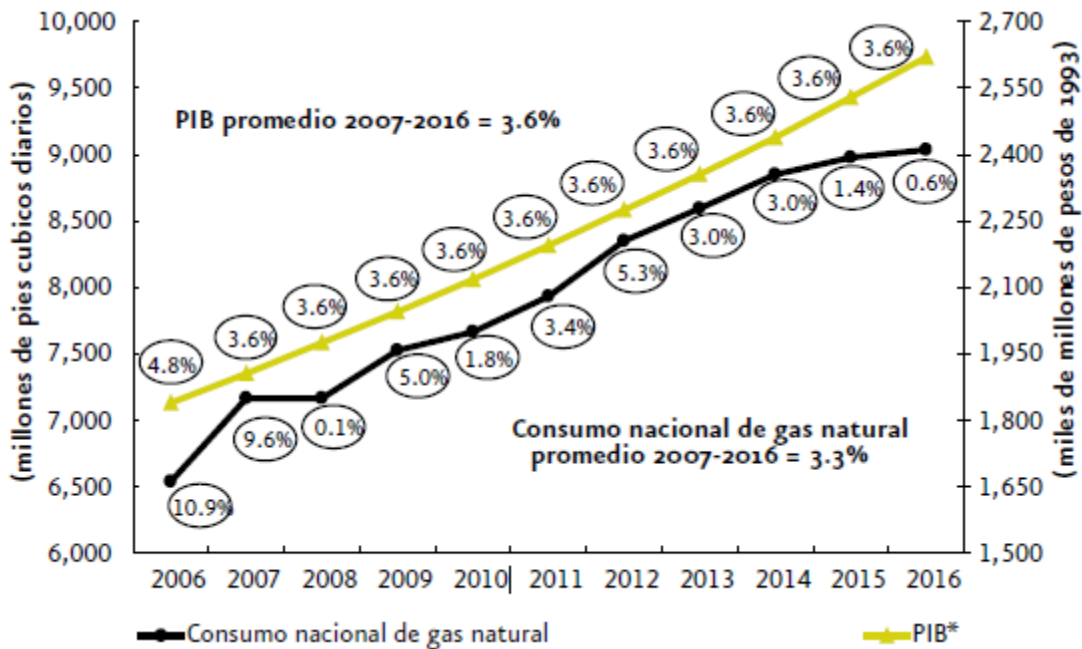
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.6. Prospectiva del mercado de gas natural 2007 – 2016

3.6.1. Demanda

La tasa anual del crecimiento económico del periodo 2007-2016 se estima promediará 3.6%, ligeramente menor al pronóstico utilizado en la prospectiva anterior, que consideró una tasa de 3.8% en el periodo 2006-2015.

Gráfica 56. Crecimiento de la demanda de gas natural y el PIB en México, 2006-2016



Fuente: CAPEM e IMP.

El consumo interno de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 3.3%, pasando de 6,531 mpcd en 2006 a 9,031 mpcd en 2016. Entre 2006 y 2016 se estima que la demanda total de gas natural se incrementará 38.3%, esto equivale a un volumen de 2,500 mpcd más en 2016, donde el sector eléctrico abarcara el 61.2%, el sector petrolero 22% y el sector industrial 11.9%.

Tabla 43. Demanda de gas natural por sector, 2006-2016 (mpcd)

Sector	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total	6,531	7,160	7,166	7,522	7,662	7,926	8,345	8,592	8,850	8,976	9,031
Petrolero ¹	3,017	3,309	3,312	3,563	3,575	3,565	3,602	3,565	3,560	3,595	3,568
Eléctrico	2,390	2,733	2,691	2,753	2,820	3,051	3,362	3,602	3,826	3,883	3,919
Industrial	1,014	998	1,030	1,061	1,108	1,138	1,196	1,228	1,255	1,278	1,311
Residencial	84	94	102	112	121	130	140	149	158	166	175
Servicios	23	22	24	26	28	30	32	34	36	38	40
Transporte vehicular	2	5	6	8	10	11	12	14	15	16	18

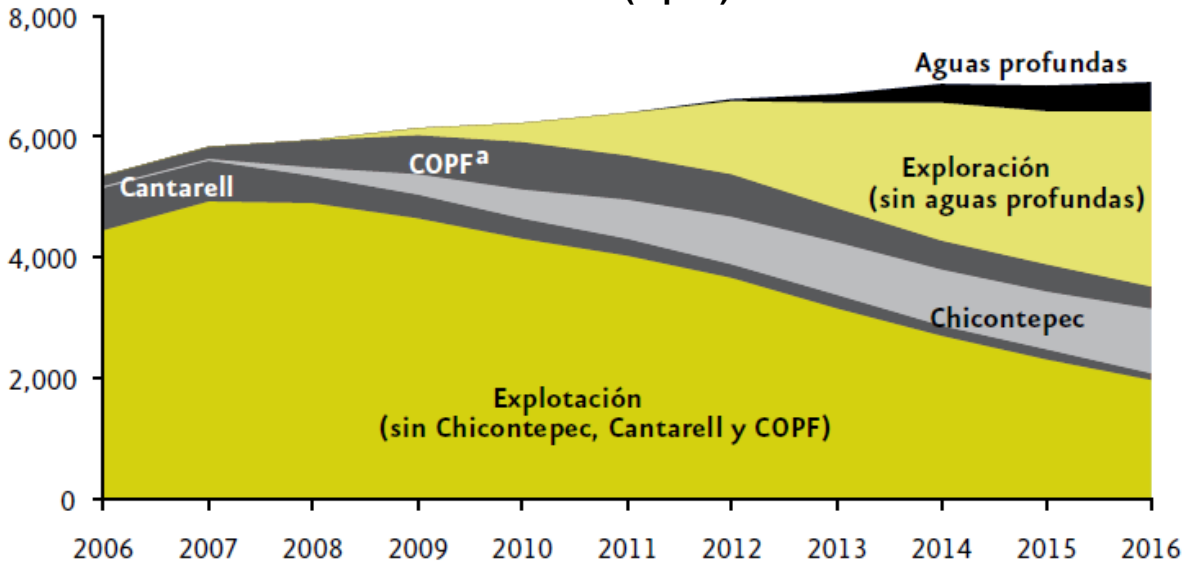
Fuente: IMP, con base en información de la CFE, CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

3.6.2. Oferta

El escenario comienza con una producción de gas natural de 5,356 mpcd en 2006, y llega a 6,907 mpcd en 2016. Durante 2006, Cantarell aportó 716 mpcd a la producción nacional, y se espera una declinación del 15.5% por año hasta llegar a 2016 con una aportación de 133 mpcd.

La obtención de gas natural proveniente de aguas profundas se desarrolla a partir de 2012, y comienza a ser significativo a partir de 2014 cuando se estima una producción de 321 mpcd, con una tendencia incremental que se espera llegue a cerca de 500 mpcd en 2016.

Gráfica 57. Producción de gas natural por tipo de subcategoría de proyecto, 2006-2016 (mpcd)



Fuente: PEMEX Exploración y Producción.

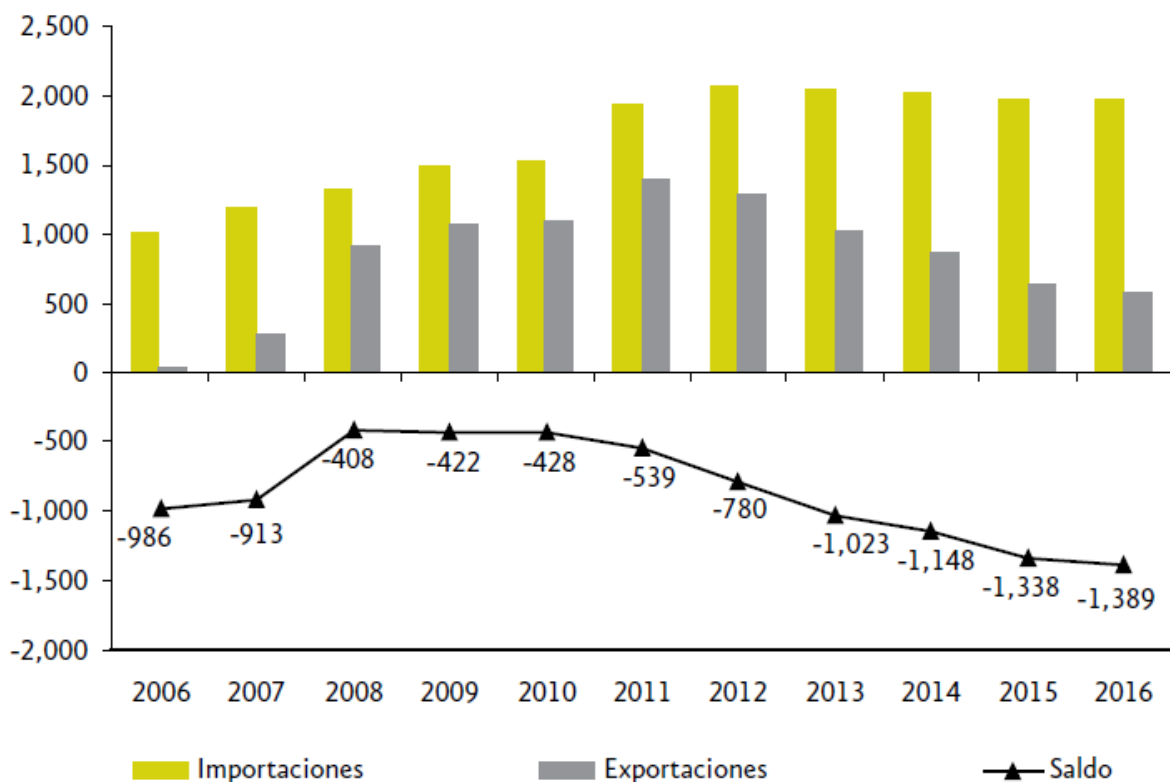
La disponibilidad de gas natural de PEP a PGPB alcanzara un máximo de 6,848 mpcd en 2014, siendo la Región Norte el principal proveedor de gas natural.

Dentro la producción de gas natural entregado de PEP a PGPB durante el periodo de prospección, el gas húmedo dulce presentará incrementos anuales de 9.6%, procesándose 2,567 mpcd en 2016, 3,137 mpcd de gas húmedo amargo y 1,021 mpcd de gas seco.

3.6.3. Balance Oferta-Demanda

Las importaciones de gas natural crecerán 92.6% respecto a 2006, registrando un volumen de 1,962 mpcd, de los cuales 1,500 mpcd provendrán de las tres terminales de GNL. El comercio exterior presenta un saldo neto deficitario de 1,389 mpcd en 2016.

Gráfica 58. Saldo del comercio de gas natural, 2006-2016 (mpcd)



Fuente: SENER con base en información de la CFE, CRE, PEMEX e IMP.

Tabla 44. Balance nacional de gas natural, 2006-2016. (mpcd)

Concepto	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TMCA 2006- 2016
Oferta	6,561	7,452	8,078	8,594	8,760	9,327	9,622	9,619	9,715	9,606	9,603	3.9
Nacional	5,543	6,259	6,758	7,100	7,233	7,387	7,565	7,569	7,702	7,638	7,642	3.3
Importación	1,018	1,192	1,320	1,494	1,526	1,940	2,058	2,050	2,014	1,969	1,962	6.8
Demanda	6,563	7,440	8,078	8,594	8,760	9,327	9,622	9,619	9,715	9,606	9,603	3.9
Nacional	6,531	7,160	7,166	7,522	7,662	7,926	8,345	8,592	8,850	8,976	9,031	3.3
Exportaciones	33	280	913	1,072	1,098	1,401	1,278	1,027	865	630	572	33.1
Saldo del comercio exterior	-986	-913	-408	-422	-428	-539	-780	-1,023	-1,148	-1,338	-1,389	

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.7. Prospectiva del mercado de gas natural 2008 – 2017

3.7.1. Demanda

En 2017, el consumo nacional de gas natural crecerá en un promedio de 3.0% anual, pasando de 6,975 mpcd en 2007 a 9,374 mpcd. En el periodo 2007-2017, el sector eléctrico presentará el mayor crecimiento con una demanda de 4,058 mpcd en el último año, siendo 1,420 mpcd mayor que en 2007.

Tabla 45. Demanda de gas natural por sector, 2007-2017 (mpcd)

Sector	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Total	6,975	7,273	8,244	8,258	8,228	8,328	8,495	8,662	8,851	9,235	9,374
Petrolero ¹	3,184	3,359	4,248	4,105	3,977	3,847	3,844	3,830	3,795	3,920	3,850
Eléctrico	2,638	2,804	2,880	2,982	3,049	3,182	3,321	3,468	3,660	3,886	4,058
Industrial	1,040	985	980	1,024	1,045	1,132	1,154	1,179	1,204	1,230	1,261
Residencial	88	98	107	115	123	130	137	143	149	154	157
Servicios	24	23	26	28	30	32	34	36	37	38	39
Transporte vehicular	2	3	3	3	4	4	4	5	6	6	8

Fuente: IMP con base en información de la CFE, CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

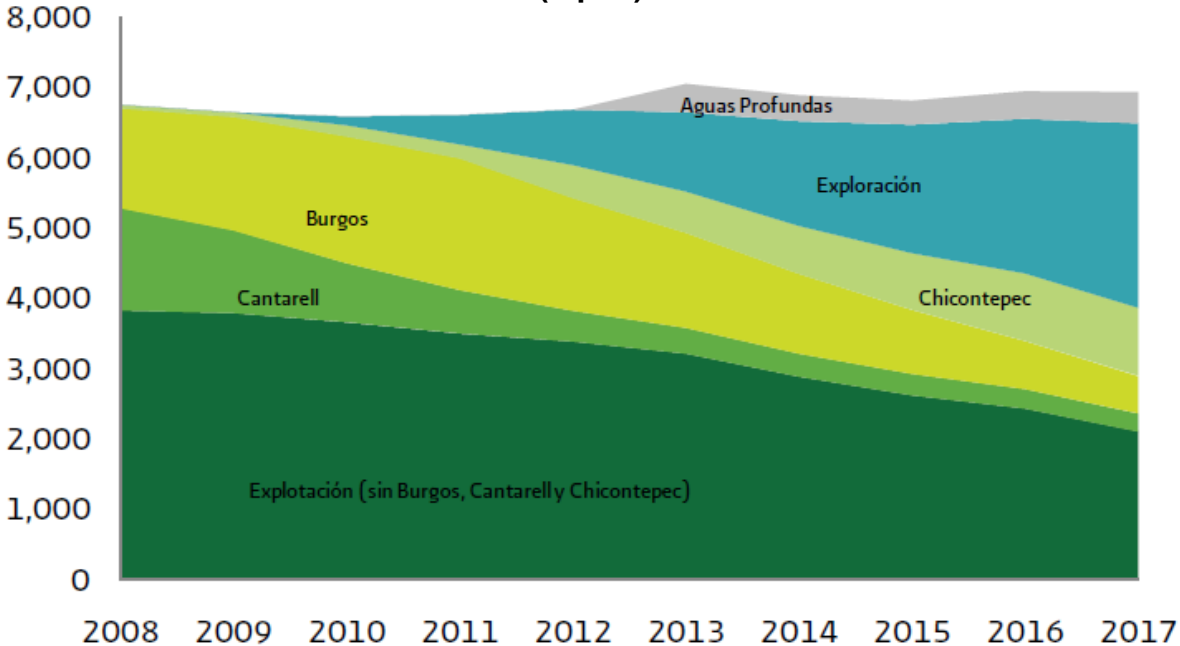
3.7.2. Oferta

El escenario de producción planteado por PEP cumple con la meta del programa estratégico de 6,000 mpcd. Así, el escenario mantiene una expectativa de producción mayor a 6,500 mpcd en promedio durante el periodo de 2008-2017. Cabe señalar que en el 2013 alcanzará un máximo de producción durante este periodo.

PEP prevé que la explotación tendrá una base de gas húmedo dulce (Chicontepec, Burgos, Coatzacoalcos y Rio Bravo) que se va incrementando en el periodo 2008-2017, mientras que el gas húmedo amargo (Cantarell, Antonio J. Bermúdez, Ku-Maloob-Zaap, Chuc, Crudo Marino Ligero) y el seco (Burgos, Lakach, Veracruz, Lankahuasa) disminuyen hacia 2017.

La producción de gas en Burgos se mantiene en forma incremental en los primeros años y alcanza su máximo en 2011, cuando se espera registre un volumen de 1,876 mpcd; y a partir de 2012 comienza a declinar hacia 2017.

Gráfica 59. Producción de gas natural por categoría de proyectos, 2008-2017 (mpcd)



Fuente: PEMEX Exploración y Producción.

El campo Lakach en aguas profundas comenzara a aportar en 2013 un volumen de 398 mpcd y alcanzando un máximo de 438 mpcd en 2017.

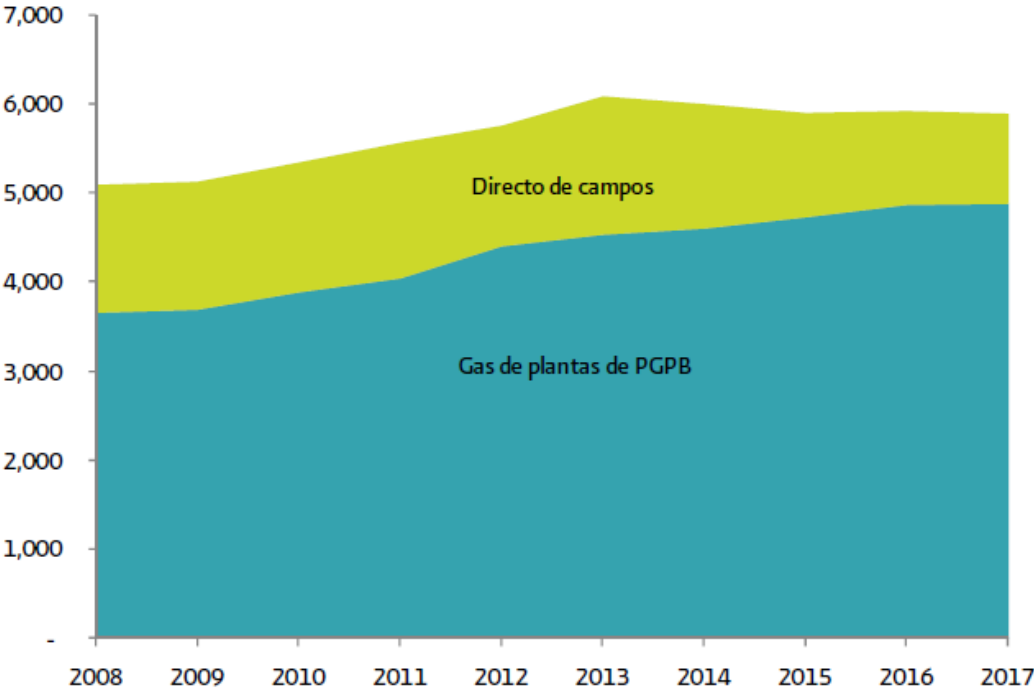
Chicontepec, es otro campo del cual se pretende extraer gas asociado, ya que la calidad de crudo del paleocanal posee una alta relación aceite/gas. Se espera que la producción de gas se desarrolle de manera incremental llegando a un volumen de 968 mpcd en 2017.

Si bien la expectativa de la producción promedio de gas natural de PEP es de 6,500 mpcd, parte de este gas será destinado a la inyección para estimular los pozos de crudo, y pérdidas como el gas quemado y el encogimiento en el

transporte del fluido y sus líquidos. Con lo cual, el gas entregado por PEP a PGPB es menor al valor estimado en esta prospectiva.

Se estima que PGPB procesará en el periodo de la prospectiva, un promedio menor a 5,500 mpcd. Se espera que las plantas de PGPB obtengan del procesamiento de gas húmedo amargo y húmedo dulce, un promedio de 4,330 mpcd de gas seco en el periodo 2008-2017, además se prevé que será necesario incrementar la capacidad de procesamiento para pasar de una reducción de 3,658 mpcd en 2008 a 4,878 mpcd en 2017. La oferta de gas seco directo de campos llegará a un máximo en 2013, alcanzando una producción de 1,554 mpcd.

Gráfica 60. Oferta de gas seco de PGPB, 2008-2017 (mpcd)



Fuente: PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

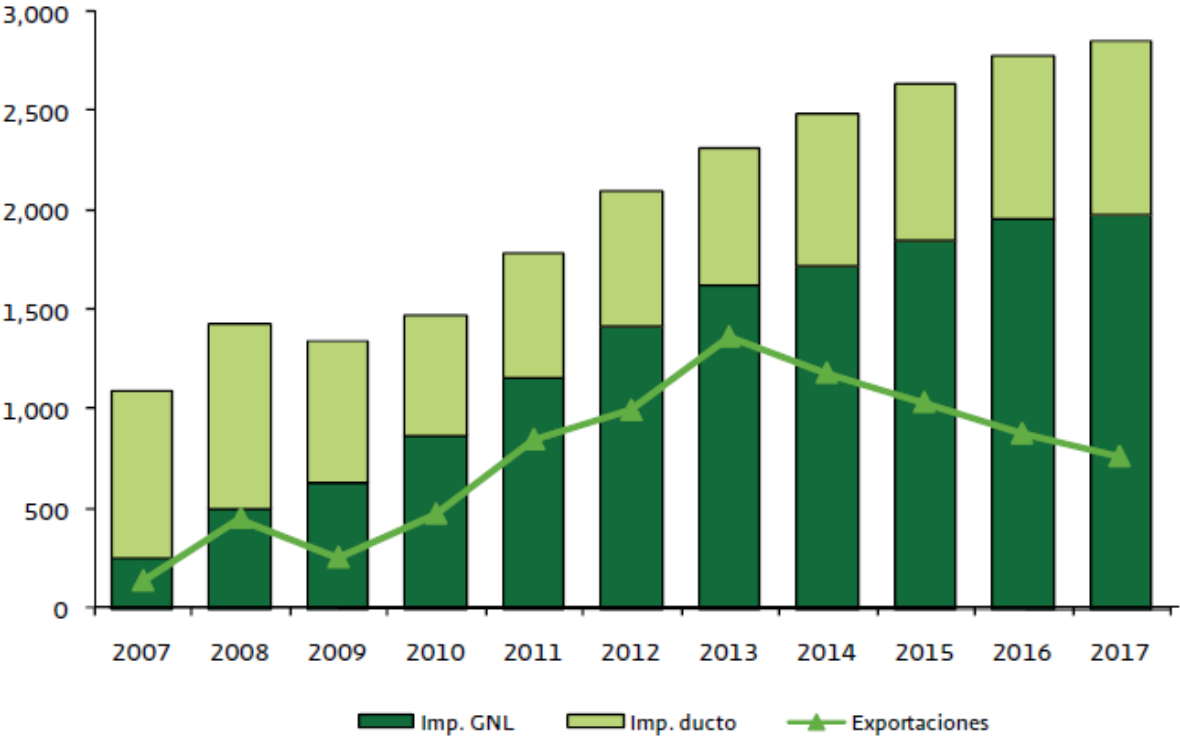
3.7.3. Balance Oferta-Demanda

Se estima que al término de este periodo operen tres terminales de GNL, cuyas importaciones serán más del doble de las que se realizarán por gasoductos.

Se esperan exportaciones considerables por Reynosa que llegan a un máximo en 2013, cuando PEMEX prevé su mayor nivel de producción en el periodo de análisis, y posteriormente el mercado interno crece y va absorbiendo los excedentes de gas con lo que la exportación por Reynosa disminuye.

Además, las exportaciones de la región Noroeste se van incrementando en la medida en que la terminal de GNL de Ensenada va incrementando los niveles de regasificación, de tal manera que hacia 2017 importará 985 mpcd de GNL y exportará hacia Estados Unidos 607 mpcd.

Gráfica 61. Comercio exterior de gas natural, 2007-2017 (mpcd)



Fuente: PEMEX Gas y Petroquímica Básica.

En la prospectivo 2007-2017 se estima un crecimiento menos dinámico en la demanda interna de gas natural (3%) respecto al periodo histórico (6.4%).

En 2017, la demanda estimada de gas natural alcanzará un volumen de 9,374 mpcd. Como se ha tratado en las pasadas prospectivas, el crecimiento en la

demanda de gas natural provendrá del sector eléctrico, con un volumen a 1,420 mpcd. Los sectores petrolero e industrial le seguirán en importancia, presentando crecimientos de 667 y 221 mpcd, respectivamente, entre 2007 y 2017. El sector residencial, de servicios y autotransporte crecerán en su demanda a una tasa media de crecimiento anual de 6.0%, 5.1% y 15.3%, respectivamente en el periodo de análisis.

La oferta nacional crecerá a un ritmo de 1.9% en el periodo 2007-2017, llegando a una producción de gas seco de 7,289 mpcd en el último año, de los cuales, PEP requerirá 1,318 mpcd en 2017 que utilizará para sus operaciones y en bombeo neumático.

La balanza comercial será deficitaria en todo periodo de 2007-2017. Se prevé que las importaciones de gas natural crecerán 160.6% respecto a 2007, alcanzando un mínimo saldo neto de 934 mpcd durante 2011, mientras que en 2017 el saldo neto de las importaciones se estima que llegue a 2,085 mpcd

Tabla 46. Balance nacional de gas natural, 2007-2017. (mpcd)

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Tmca 2007- 2017
Oferta	7,119	7,733	8,499	8,733	9,078	9,326	9,865	9,847	9,888	10,115	10,140	3.6
Nacional	6,025	6,305	7,157	7,262	7,294	7,222	7,548	7,358	7,246	7,335	7,289	1.9
Importación	1,094	1,429	1,342	1,471	1,784	2,104	2,317	2,489	2,642	2,780	2,851	10.1
Demanda	7,114	7,727	8,499	8,733	9,078	9,326	9,865	9,847	9,888	10,115	10,140	3.6
Nacional	6,975	7,273	8,244	8,258	8,228	8,328	8,495	8,662	8,851	9,235	9,374	3.0
Exportaciones	139	454	255	475	850	998	1,370	1,186	1,038	880	765	18.6
Saldo del comercio exterior	-955	-975	-1,087	-996	-934	-1,106	-947	-1,303	-1,604	-1,900	-2,086	

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

3.8. Prospectiva del mercado de gas natural 2009 – 2024

3.8.1. Demanda

Entre las principales asunciones que se contempla en esta prospectiva se supone un crecimiento promedio del PIB nacional de 2.7% anual en el periodo 2009-2024 y lo más importante es que se tomó en cuenta el efecto que la recesión de 2009 provocó en la economía nacional en el corto plazo, y el impacto que tendrá en la demanda de combustibles.

El consumo interno de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual de 2.8%, pasando de 7,204 mpcd en 2008 a 11,182 mpcd en 2024. El sector eléctrico y petrolero, predominaran en el consumo de gas natural llegando el consumo de ambos, en 2024 a 9,589 mpcd de los 11,182 mpcd, lo que equivale a un 85% del total nacional.

Tabla 47. Demanda de gas natural por sector, 2008-2024 (mpcd)

Sector	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	tmea
Total	7,204	7,594	7,782	7,780	8,093	8,525	8,726	8,928	9,139	9,557	9,845	10,151	10,341	10,484	10,792	10,948	11,182	2.8
Petrolero ¹	3,269	3,743	3,966	3,880	3,999	4,264	4,315	4,233	4,215	4,372	4,345	4,392	4,449	4,464	4,635	4,677	4,725	2.3
Eléctrico	2,796	2,842	2,744	2,780	2,883	2,961	3,059	3,319	3,524	3,762	4,050	4,294	4,403	4,505	4,616	4,705	4,864	3.5
Industrial	1,024	903	954	993	1,075	1,157	1,202	1,219	1,238	1,255	1,278	1,287	1,308	1,330	1,353	1,376	1,401	2.0
Residencial	87	80	88	95	102	107	113	117	122	125	129	131	134	136	138	139	141	3.0
Servicios	25	25	27	28	29	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	41	3.1
Transporte vehicular	2	2	2	3	4	5	6	6	7	8	9	9	10	10	10	10	10	11.7

Fuente: IMP con base en información de la CFE, CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas.

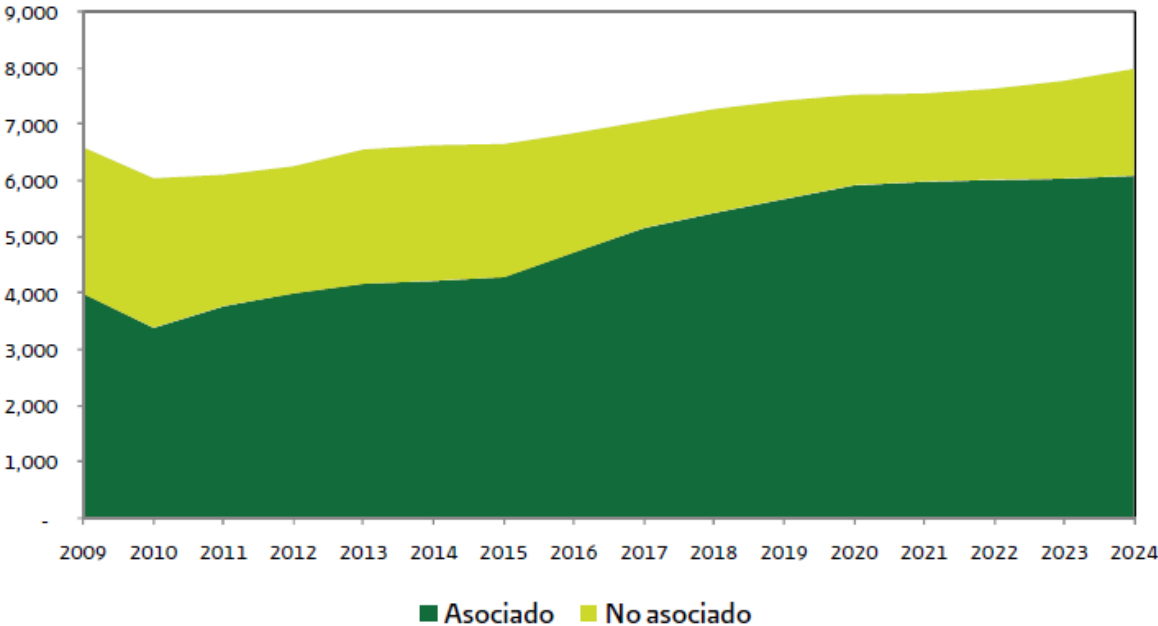
3.8.2. Oferta

El escenario mantiene una expectativa de producción mayor a 6,900 mpcd en promedio durante el periodo de 2009-2024, alcanzando un máximo en el último año con un volumen de 7,974 mpcd.

La estrategia de PEMEX es desarrollar más proyectos de exploración y explotación de petróleo y gas asociado. Lo anterior tiene como consecuencia que el origen del gas natural en el periodo 2009-2024, sea 70.5% de gas asociado y el 29.5% de No asociado.

En cuanto a la calidad del gas, el húmedo amargo predominará durante el periodo, tal y como sucede actualmente, con una participación promedio del 51.2%. En el caso del gas húmedo dulce llegara en 2024 a un volumen de 3,308 mpcd, con una participación del 41.5%. Por otro lado, el gas seco obtenido de los campos disminuirá ligeramente y promediará 1,260 mpcd en el periodo 2009-2024.

Gráfica 62. Producción de gas natural por origen 2009-2024



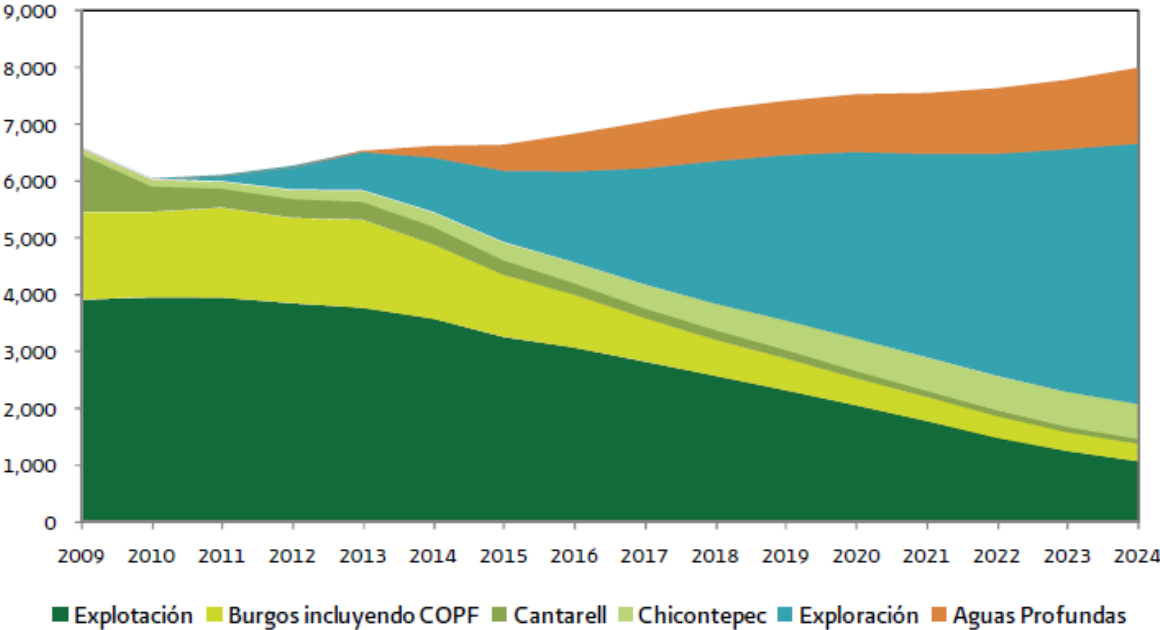
Fuente: PEMEX Exploración y Producción.

Burgos alcanzará su máxima producción en 2011 llegando a un volumen de 1,580 mpcd y a partir de 2015 su producción comienza a declinar llegando a un volumen de 1,000 mpcd en 2024.

Se estima que Chicontepec tenga un desarrollo incremental en la producción de gas y alcanzará su máximo en 2023 y 2024 cuando promedie un volumen de 611 mpcd. Además, su aportación a la producción nacional de gas superará a la de Burgos a partir de 2020.

En cuanto a los proyectos de aguas profundas, la producción de gas se inicia con el proyecto de Lakach en 2013, año en que inicia una extracción promedio de 23 mpcd. Dos años después se suman los proyectos Golfo de México B y Golfo de México Sur que adicionan 51 mpcd a una producción total de 450 mpcd de gas proveniente de aguas profundas. En 2016 el proyecto de Área Perdido comienza una aportación de 14 mpcd en el total de producción de 647 mpcd de ese año. Estos cuatro proyectos siguen su desarrollo incremental de producción de gas durante el periodo 2013-2024, alcanzando un máximo de 1,305 mpcd en el último año.

Gráfica 63. Producción de gas natural por proyectos, 2009-2024



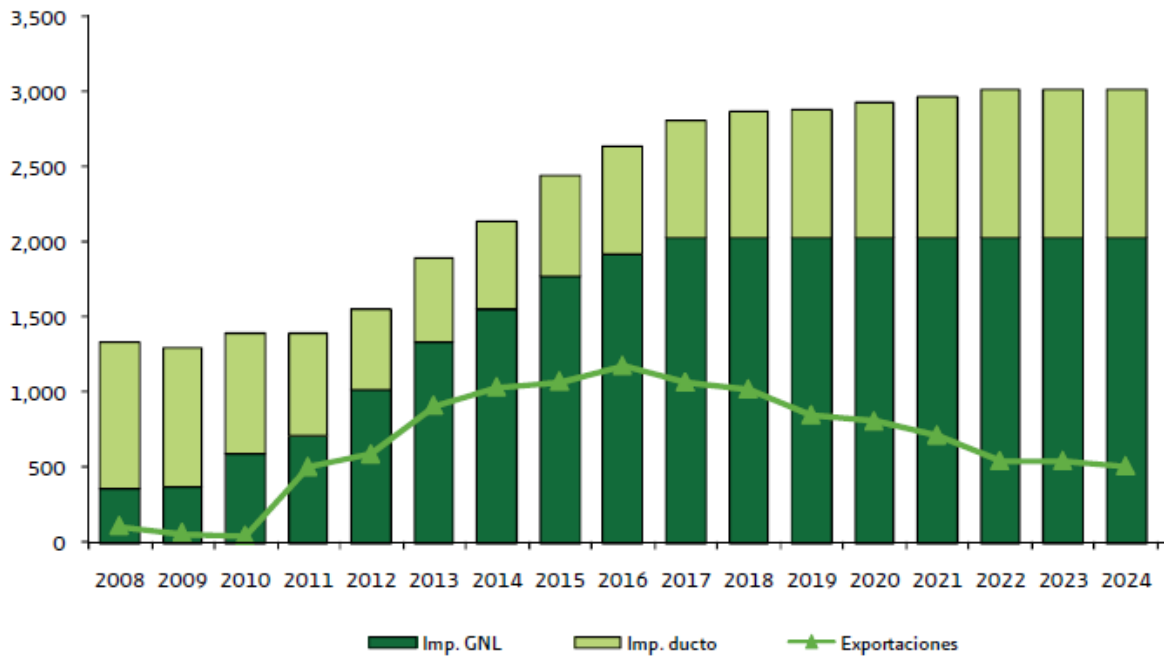
Fuente: PEMEX Exploración y Producción.

3.8.3. Balance Oferta-Demanda

La importación por gasoductos provenientes de Estados Unidos disminuirá de 983 mpcd a 528 mpcd entre 2008 y 2012, y posteriormente comenzará a incrementarse hasta alcanzar 993 mpcd en 2024.

Debido a unas mayores importaciones de GNL en Altamira se tendrá una mayor cantidad de oferta de gas natural, provocando exportaciones considerables por la zona de Reynosa que alcanzan un máximo de 764 mpcd en 2013, posteriormente el mercado interno crece y va absorbiendo los excedentes de gas, con lo que la exportación por Reynosa disminuye. Cabe señalar que el máximo de exportaciones del balance nacional de gas se da en 2016, cuando se envíe a Estados Unidos un total 1,173 mpcd, por medio de la exportación que PGPB hará por Reynosa más el gas que la terminal de GNL de Ensenada regasificará y exportará por Baja California en ese año.

Gráfica 64. Comercio exterior de gas natural, 2008-2024 (mpcd)



Fuente: IMP con base en información de la CFE, CRE, PEMEX, SENER y empresas privadas

En la última década la demanda nacional creció 5.9%, sin embargo, durante esta prospectiva la demanda a futuro se incrementará 2.8%, esto debido a dos aspectos importantes, el primero debido a que en la década pasada se inició el proceso de sustitución de centrales de generación de electricidad para que utilizaran gas natural. La segunda es que hacia el futuro la política energética pretende diversificar el uso de fuentes de energía para el sector eléctrico, donde el objetivo es no depender tanto del uso del gas natural y dar cabida a otras tecnologías que usen principalmente energías renovables.

La balanza comercial será deficitaria en todo periodo de 2008-2024, alcanzando un saldo mínimo neto de 899 mpcd durante 2011, mientras que en 2024 el saldo neto de las importaciones se estima que llegue a 2,514 mpcd. Se prevé que las importaciones de gas natural crecerán 1,681 mpcd en 2024 respecto a 2008, de las cuales, casi el 67.1% de las importaciones de gas natural en 2024 provendrán de contratos de GNL.

Tabla 48. Balance nacional de gas natural, 2008-2024.
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA 2008- 2024
Oferta	7,352	7,746	8,048	8,280	8,677	9,433	9,757	9,998	10,313	10,621	10,862	10,995	11,145	11,195	11,330	11,488	11,688	2.9
Nacional	6,014	6,453	6,650	6,881	7,128	7,541	7,620	7,548	7,670	7,811	7,986	8,112	8,210	8,226	8,316	8,466	8,668	2.3
Importación	1,339	1,293	1,398	1,398	1,549	1,892	2,137	2,450	2,643	2,810	2,876	2,884	2,934	2,969	3,015	3,021	3,020	5.2
Demanda	7,311	7,655	7,825	8,280	8,677	9,433	9,757	9,998	10,313	10,621	10,862	10,995	11,145	11,195	11,330	11,488	11,688	3.0
Nacional	7,204	7,594	7,782	7,780	8,093	8,525	8,726	8,928	9,139	9,557	9,845	10,151	10,341	10,484	10,792	10,948	11,182	2.8
Exportaciones	107	61	43	500	584	908	1,031	1,070	1,173	1,064	1,016	844	803	710	538	539	505	10.2
Saldo del comercio exterior	-1,232	-1,232	-1,355	-898	-965	-984	-1,106	-1,380	-1,470	-1,746	-1,860	-2,040	-2,131	-2,259	-2,477	-2,482	-2,515	

Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER

Capítulo 4. Comparación de las perspectivas

4.1 Metodologías, situaciones y características de las perspectivas Mundiales

Para poder empezar con la comparación de las perspectivas, primeramente, necesitamos analizar las metodologías utilizadas, las situaciones y las características que se utilizaron para realizar cada proyección.

ExxonMobil en su *Outlook for Energy. A view to 2030*, fue construido con base en un análisis detallado de datos de 100 países, incorporando información pública disponible así como también información propia de la compañía.

ExxonMobil realizó las proyecciones en un ambiente de crisis global, debido a que esta versión es del año 2009, mismo año en el cual se suscitó una fuerte recesión mundial.

La IEA en su WEO2009 utiliza en sus proyecciones un modelo matemático a grande escala llamado el World Energy Model¹⁰⁵, el cual es actualizado año con año, con la más reciente información histórica y asunciones revisadas. El WEO2009 incluye leyes con efecto desde el 1 Enero del 2009 de los gobiernos de Estados Unidos y gobiernos extranjeros.

El ambiente en el cual fue proyectado, al igual que las demás perspectivas, fue en un contexto de una crisis financiera global que tuvo un dramático impacto en la perspectiva, particularmente en los próximos 5 años. Que tan rápido se recupere la demanda de energía dependerá de que tan rápido se recupere la economía mundial.

¹⁰⁵ Información más detallada del World Energy Model puede ser encontrada en www.worldenergyoutlook.org/model.asp.

En las proyecciones de la EIA en el IEO2009, se especifica que no son declaraciones de lo que va a pasar, pero podría pasar dadas las asunciones específicas y la metodología aplicada. Los modelos utilizados son abstracciones de las actividades de producción y consumo de energía, actividades regulatorias y comportamientos de los productores y consumidores.

En el siguiente capítulo se describirán y compararan con más detalle las características específicas de las proyecciones.

4.1.1 Población

ExxonMobil proyecta que la población mundial crecerá de 6.7 billones actualmente a 8 billones en 2030, a una tasa de 0.9% anual para este mismo periodo.

La IEA prevé que la población mundial crezca a una tasa promedio anual del 1%, de un estimado de 6.6 billones en 2007 a 8.2 billones en 2030.

En el IEO2009 de la EIA, se espera que la población mundial crezca a una tasa promedio anual de 1% pasando de 6.5 billones en 2006 a 8.3 billones en 2030.

Tabla 49. Proyección de la población mundial

ExxonMobil		IEA		EIA	
Crecimiento	Población	Crecimiento	Población	Crecimiento	Población
0.9% anual	6.7 mm en 2009 a 8 mm en 2030	1% anual	6.6 mm en 2007 a 8.2 mm EN 2030	1% anual	6.5 mm en 2006 a 8.3 mm en 2030

Fuente: *Outlook for Energy. A view to 2030*, WEO2009 e IEO2009.

4.1.2. PIB

ExxonMobil plantea que el PIB real mundial produjo una contracción del 2% en 2009 y anuncia que el crecimiento económico regresara a una tasa pre recesión, del 2005 al 2030, se observará una expansión en el PIB a una tasa promedio anual de 2.7%.

De acuerdo a la IEA el PIB mundial crecerá en un promedio anual de 3.1%, en el periodo 2007-2030, siendo esta tasa menor, a la estimada en la prospectiva del año anterior, debido principalmente a la recesión económica mundial en 2008 y 2009.

La EIA calcula que el PIB global crecerá a una tasa promedio anual de 3.5% del 2006 al 2030, pasando de 59,939 billones de dólares en 2006 (reales a precios del 2005) a 137,848 billones de dólares en 2030 (reales a precios del 2005).

Tabla 50. Proyección del PIB mundial

ExxonMobil		IEA		EIA	
Crecimiento	Valor Mundial del PIB	Crecimiento	Valor Mundial del PIB	Crecimiento	Valor Mundial del PIB
2.7% anual del 2005 al 2030	58,230 mmd en 2005 a 113,606 mmd en 2030	3.1% anual del 2007 al 2030	61,797 mmd en 2007 a 136,860 en 2030	3.5% anual del 2006 al 2030	59,939 b en 2006 a 137,848 b en 2030

Fuente: *Outlook for Energy. A view to 2030*, WEO2009 e IEO2009.

4.1.3. Demanda de energía

ExxonMobil pronostica que la demanda de energía crecerá a una tasa promedio anual de 1.2% del 2005 al 2030.

La IEA calcula que en 2030 se necesitarán 575 QBTUs, comparado con los 480 QBTUs utilizados en 2007 a una tasa promedio anual de 0.8% del 2007 al 2030.

La EIA estima que la demanda de energía crecerá a una tasa promedio anual de 1.5% en el periodo 2006-2030, llegando de los 474.4 QBTUs consumidos en 2006 a 678.3 QBTUs en 2030.

Tabla 51. Proyección mundial de la demanda de energía

ExxonMobil		IEA		EIA	
<i>Crecimiento</i>	<i>Demanda de Energía</i>	<i>Crecimiento</i>	<i>Demanda de Energía</i>	<i>Crecimiento</i>	<i>Demanda de Energía</i>
1.2% anual del 2005 al 2030	480 QBTUs en 2005 a 647QBTUs en 2030	0.8% anual del 2007 al 2030	480 QBTUs en 2007 a 575 QBTUs en 2030	1.5% anual del 2006 al 2030	474.4 QBTUs en 2006 a 678.3 QBTUs en 2030

Fuente: *Outlook for Energy. A view to 2030*, WEO2009 e IEO2009.

4.2. Análisis de las perspectivas del Mercado de Gas Natural en México

4.2.1. Metodologías, situaciones y características de las perspectivas nacionales

Las metodologías para la realización de las proyecciones de la SENER, fueron llevadas a cabo por el IMP, el cual, utilizó las mismas metodologías para todas las perspectivas, mediante modelos estadísticos, econométricos y de optimización. En cuanto a la situación en que se elaboró cada perspectiva, varía dependiendo las condiciones del mercado en las cuales se realizó.

Es importante destacar, que la SENER especifica que en cada una de las perspectivas analizadas, solo se aplicó los modelos antes mencionados, para las proyecciones del sector industrial, residencia, servicios, autotransporte y autogeneración de energía eléctrica, teniendo estos rubros en su conjunto un impacto menor en la demanda interna. Para los sectores que más participación tienen en la demanda nacional, la SENER no especifica si utilizó alguna metodología puntual.

Prospectiva 2002-2011. Esta perspectiva se realizó en un ambiente de crisis debido a los eventos del 11 de septiembre del 2001, por lo cual disminuyó la expectativas de crecimiento del PIB en México, que se estimó sería de 3.5% anual durante el periodo. Esto no impidió que la demanda total de gas natural disminuyera, se pronosticó que tendría un crecimiento de 7.4% anual, principalmente impulsado por un crecimiento promedio anual de 12.6% por la participación del gas natural en el sector de generación de electricidad, esto debido al desplazamiento del consumo del combustóleo, en cumplimiento de las normas ambientales NOM-085-ECOL-1994¹⁰⁶.

¹⁰⁶ En el país se han evaluado zonas que por su concentración humana, urbanización, industrialización y concentración de contaminantes, se caracterizan como ambientalmente críticas. A través de la aplicación de las normas 085 y 086, se pretende, entre otras cosas, eliminar el uso de combustóleo pesado en dichas zonas. Un supuesto base de esta perspectiva parte de un escenario que asume una transformación industrial correspondiente a dicha disposición, iniciando en el 2003 y concluyendo en el 2006, de tal forma que en el 2007 se deje de consumir combustóleo en las áreas citadas.

El sector petrolero se mantendría con un crecimiento anual de 2.6%, con una mayor participación en la utilización de recirculaciones y autoconsumo. También se pensó que el sector Industrial tendría un crecimiento de 6.18%, esto debido principalmente a una recuperación del PIB manufacturero en el país.

Para la oferta en este periodo, se contempló que PEMEX seguiría dentro del marco legal y normativo vigente en esa época. La producción futura provendría de campos que aún no habían sido desarrollados, por lo cual la exploración sería la base principal para mantener la producción nacional. Además se contempló la participación de los Contratos de Servicios Múltiples, así como una inversión anual de 83 mil millones de pesos anuales en el periodo. Con estos supuestos la producción nacional tendría un crecimiento anual de 5.9%

Las importaciones crecerían a un ritmo de 17.6% anual, También, se consideraron los proyectos de GNL de Altamira y la construcción del gasoducto de PGPB Kinder Morgan, para garantizar el abasto de gas natural.

Prospectiva 2003-2012. La evolución de la economía mundial en 2002 fue uno de los factores que modificaron las expectativas del crecimiento del PIB en México llegando a un promedio anual de 4.7% durante el periodo 2002-2012.

La demanda nacional de gas natural experimentaría un crecimiento promedio de 6.8%, principalmente por la tasa de crecimiento del sector eléctrico de 10.5% (impulsado por una mayor participación de los productores independientes de energía y un decremento en la participación de la CFE)

En el sector industrial se calculó un crecimiento anual de 5.3%, esto debido a la sustitución del combustóleo por gas natural, a raíz la aplicación de las normas ambientales 085 y 086.

El sector petrolero mantendrá un nivel de crecimiento del 3% durante el periodo de proyección, principalmente por su utilización en el bombeo neumático en campos depresionados, así como autoconsumos.

La producción de gas natural se mantendría en un promedio anual de 4.2%, siendo la región de Burgos (7.3% anual) la que tiene un papel fundamental mediante el desarrollo de los CSM, para aumentar la producción y disminuir las importaciones. Al igual que en la prospectiva anterior, la producción futura se sustenta principalmente, en nuevos campos descubiertos. Además se contempló una inversión anual de 104 mil millones de pesos anuales

Al final del periodo las importaciones netas serían el 27.3% de la demanda nacional, contemplándose en 2006 y 2007, el funcionamiento las terminales de GNL de Altamira y Ensenada, siendo las importaciones por gasoducto, las más considerables en la prospectiva.

Prospectiva 2004-2013. A pesar que durante el año 2003 la economía mexicana creció 1.3%, se consideró a lo largo del periodo, un crecimiento en la economía nacional de 4.7% anual.

La demanda nacional tendría un crecimiento promedio anual de 5.8%, apoyado por un crecimiento anual de 10% en el sector eléctrico y manteniéndose con un crecimientos de 0.7%, en el sector petrolero y 5% en el industrial.

Este año no se consideran los efectos de sustitución de combustóleo por gas natural tras la entrada en vigor de la norma ecológica 085, debido a que las posibilidades de que ocurra son pocas.

Se estimó que la producción nacional crecería a una tasa promedio anual de 1.9%, este bajo incremento fue principalmente debido a, que en el 2008 se pronosticó una declinación en los activos, que producirían gas asociado. De esta

manera se esperó que en la región Norte se presentaría un crecimiento promedio anual de 6.9%, alcanzado una participación del 48.1% en 2013, contemplándose para este periodo, una inversión de 100 mil millones de pesos anuales.

De esta cantidad, se pretendía invertir 4,300 millones de dólares mediante los CSM, para llegar al 2013 a una participación de la producción del 18.6%, lo que permitiría reducir las importaciones.

Para este periodo se pretendía importar gas natural vía gasoducto con 2,971 mpcd, con una participación del 78.5% y el restante 27.5% por las plantas de GNL de Altamira y Ensenada.

Prospectiva 2005-2014. El entorno energético mundial se caracterizó por un ambiente de precios altos en todos los combustibles durante 2004. La economía mexicana se vio favorecida por la consolidación del proceso de recuperación global, llegando a un crecimiento del PIB en términos reales de 4.4%. Este crecimiento en la actividad económica nacional reflejó un aumento de 5.2% en la demanda nacional de gas natural. El sector eléctrico mantendría el mayor auge del mercado al absorber el 45.5% del consumo en 2014 llegando a 4,306 mpcd, con un crecimiento promedio anual de 7.7%, del cual los PIE, tendrían una participación del 79.9% en este sector.

En el sector industrial, se esperaba que el PIB industrial tuviera un crecimiento promedio anual del 4.8% en los próximos 10 años. Se pronosticó también, que la demanda de gas natural por parte de este sector, ascendiera a una tasa promedio anual de 3.5%, concluyendo el 2014 con una demanda de 1,765 mpcd.

En el sector petrolero se esperó que la demanda tuviera a un crecimiento anual promedio de 2.9%, llegando al final del periodo a 3,075 mpcd teniendo una participación del 36.6%.

Este escenario considera un presupuesto promedio anual de 104 mil millones de pesos de 2005 entre el periodo 2005-2014, de los cuales en 2006 la participación de los proyectos de explotación fue de 81.4% mientras que en 2012 sería de solamente 39.2%, debido al incremento de la participación de los proyectos de exploración, con un 44.5%, y de los Contratos de Servicios Múltiples, con un 11.1%.

Así, la máxima producción se alcanzaría en 2014, ascendiendo a 7,378 mpcd, de los cuales un 28.9% de la producción sería aportado por el desarrollo de campos ya descubiertos, los campos nuevos participarán con 52.3% de la producción total, la producción base y los CSM aportarían en conjunto 18.8%.

Una de las estrategias de la política nacional de diversificación de fuentes de suministro del gas natural en el sector eléctrico, es el impulso de terminales de regasificación para importar gas natural licuado a fin de garantizar su suministro. En este sentido, se prevé que la planta de regasificación de Altamira inicie operaciones en 2006, con una capacidad de suministro de 500 mpcd de gas.

En 2008 se contempló que iniciaría operaciones la planta de GNL de Ensenada con una demanda de 211 mpcd, pasando a 465 mpcd en 2009 y a partir de 2010 será de 500 mpcd, manteniéndose hasta el final del periodo prospectivo.

Adicionalmente, se estimó que en 2009 se instalaría otra planta en el litoral del Pacífico, con una demanda inicial de 125 mpcd y que llegaría en 2014 a 819 mpcd, dirigida a satisfacer la demanda de las plantas de ciclo combinado en la región Centro-Occidente.

Esto tendría un gran impacto en el comercio exterior, ya que al aumentar la capacidad de oferta nacional, ocasionaría que se llevaran a cabo exportaciones hacia Estados Unidos a partir de 2005, llegando a exportarse un máximo de 1,650 mpcd en 2010.

Prospectiva 2006-2015. Durante 2005 por tercer año consecutivo se presentaron precios crecientes de la energía en todo el mundo. Las causas de los incrementos en el precio del gas natural en la segunda mitad de 2005, fuera debido al paso de los huracanes Katrina y Rita que afectaron la producción de hidrocarburos en Estados Unidos. La actividad económica nacional en 2005, mostró un crecimiento de 3.0% en el Producto Interno Bruto (PIB), que se reflejó un crecimiento en la demanda nacional de gas natural de 2.9% durante 2005, con respecto del año anterior.

En este periodo se consideró un escenario con un crecimiento del PIB nacional de 3.8% anual, aunado a esto, la demanda nacional de gas natural tendría un crecimiento anual de 3.9% a lo largo del periodo.

Complementando la demanda nacional, el sector eléctrico contribuiría con un crecimiento del 5.7%, con una participación significativa de los PIEs con 2,049 mpcd en 2015, lo que representa un 58.6% del total del consumo nacional.

Bajo las condiciones del periodo, se esperaría un crecimiento económico medio anual para el sector industrial de 5%. El consumo de gas natural en el sector industrial representaría 52% del total, con respecto a los combustibles sustitutos, y se espera que en 2015 llegue a casi 60%.

En 2005 la demanda de gas natural en el sector petrolero represento 48.1% del total consumido a nivel nacional. Se esperaba que la demanda del sector petrolero creciera 14.7%, del incremento esperado, 77.4% se deberá a los autoconsumos de las subsidiarias de Pemex, y el resto corresponde a la participación del gas utilizado en las recirculaciones de PEP hacia 2015.

En el periodo las inversiones promedio serían de 126,926 millones de pesos anuales. La producción promedio de gas natural se mantiene por arriba de los 6,000 mpcd, concentrándose en promedio 77.6% en los proyectos de explotación.

Otro elemento significativo es que, los Contratos de Obra Pública Financiada, antes Contratos de Servicios Múltiples, corresponden únicamente a los firmados hasta este periodo, ya que no se contempló en un futuro, licitar más bloques.

Contemplando la entrada en operaciones de tres terminales de GNL, en Altamira (2006), Ensenada (2008) y Manzanillo (2011), se tendría un impacto en el comercio exterior en nuestro país, lo que ocasionaría se lleven a cabo importaciones menores de Estados Unidos, así como exportar un máximo de 1,324 mpcd en 2011, a través de Reynosa y Baja California.

Prospectiva 2007-2016. Pese al crecimiento económico de 2006, los altos precios mundiales de los energéticos ocasionaron una disminución en el consumo de energía primaria. La actividad económica nacional en 2006, mostró un crecimiento de 4.8% en el Producto Interno Bruto (PIB), mientras que el consumo de gas natural fue favorecido, debido a que los precios de este, estaban mejor posicionados que sus combustibles rivales, debido a que el alza de los precios del petróleo generó incrementos en los precios de los derivados que compiten con el gas natural. Esto se reflejó en un crecimiento en la demanda nacional de gas natural de 10.9% durante 2006 respecto al año anterior.

El sector eléctrico tendría un crecimiento promedio anual del 5.1%, debido principalmente a la participación más activa de los PIEs. Por su parte, el industrial presentaría una tasa media anual de 2.6%, esto debido a un menor crecimiento económico en este sector.

Históricamente, el sector petrolero ha sido el mayor consumidor de gas natural dentro del balance nacional; sin embargo, la demanda de este sector se verá superada en 2013 por el sector eléctrico. Aun así, se pronosticó que la demanda del sector petrolero creciera 18.2%. Del incremento esperado, 58.8% se debió a las recirculaciones internas a pozos de PEP.

Para esta prospectiva se contempló un promedio de inversiones de 144 mil millones de pesos, de los cuales, 94 mil millones de pesos se ocuparían en la explotación de campos actuales, 25 mil millones a la exploración de nuevos campos y 25 mil millones al rubro de futuro desarrollo.

La producción nacional alcanzaría un crecimiento promedio anual de 3.3%, cabe señalar que al final del periodo, las actividades exploratorias contribuirán a cubrir el 59% de la producción nacional.

Prospectiva 2008-2017. Durante 2007, la actividad económica en México presentó un menor dinamismo que en el año anterior. El Producto Interno bruto (PIB) registró un crecimiento real anual de 3.3%, en comparación con 4.8% en 2006.

En este periodo la demanda total de gas natural crecería a un ritmo de 3% anual, del cual el sector eléctrico, como en todas las prospectivas, representaría el mayor crecimiento con 4.4% anual, este crecimiento se debe a que en el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, se establecen metas para la diversificación de combustibles en procesos de generación eléctrica, incluyendo que la participación de las fuentes renovables alcance el 26% de la capacidad.

El sector industrial tendría un crecimiento de 1.9%, esto se debe al desempeño esperado en la actividad económica a lo largo del periodo. En el sector petrolero, al momento de realizar esta prospectiva cubría el 45% del consumo nacional; sin embargo, será superado en 2016 por el sector eléctrico.

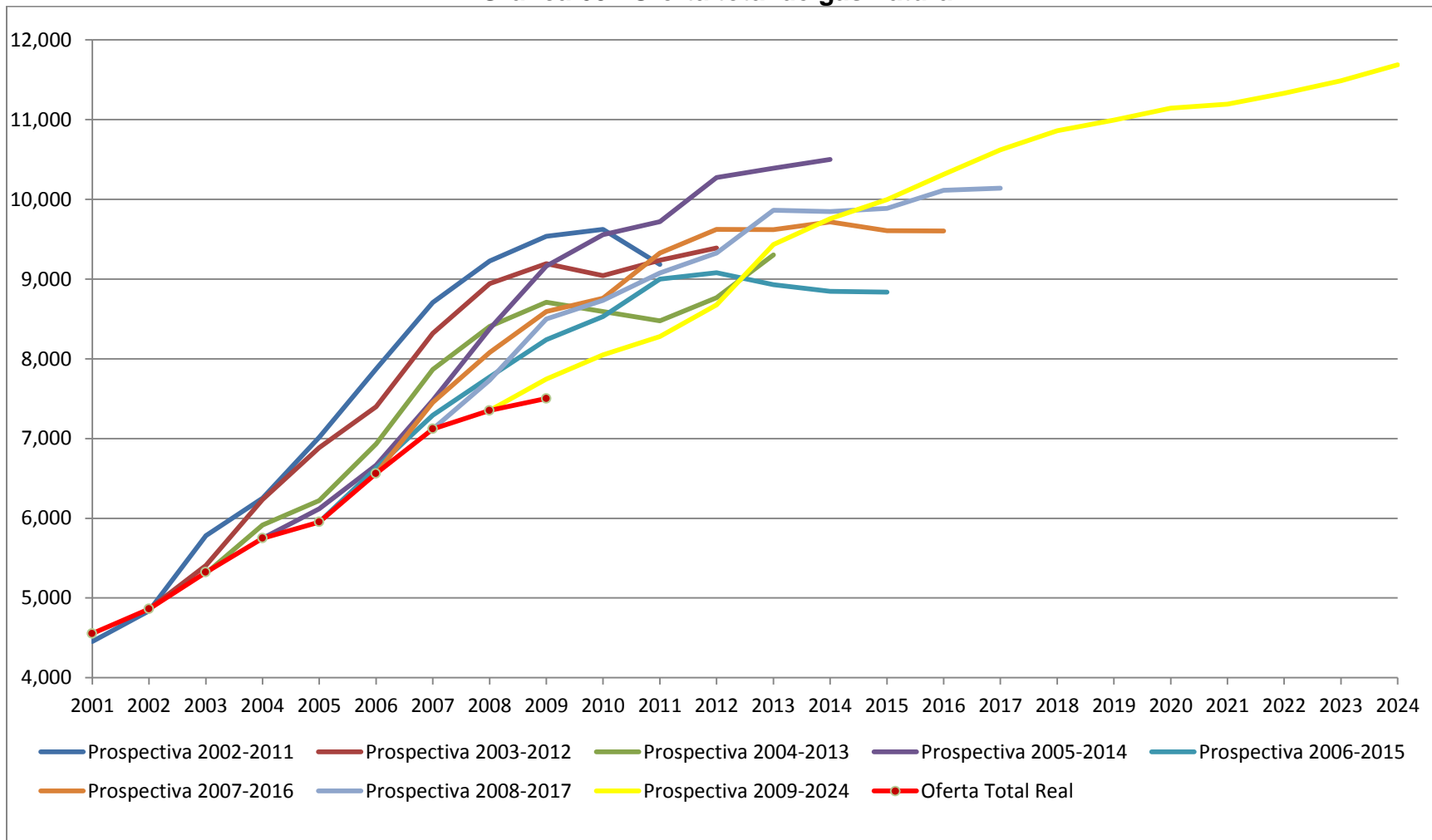
Con una inversión promedio aproximada de 112 mil millones de pesos anuales, se pretendía. La producción nacional tendrá un incremento promedio de 1.9%

Prospectiva 2009-2024. Los cambios drásticos en la situación económica mundial caracterizaron al 2008, afectando al mercado de gas natural. Así, el comportamiento de los precios y la demanda durante el año, tuvo dos etapas muy

marcadas, la primera totalmente ascendente hasta el primer semestre, y la segunda con una caída abrupta y constante. Esto mismo fue una respuesta a la crisis económica mundial, presentándose una baja en la demanda y un incremento de oferta de gas hacia la segunda parte del año.

4.2.1.1. Oferta total

Gráfica 65. Oferta total de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 52. Oferta total de gas natural

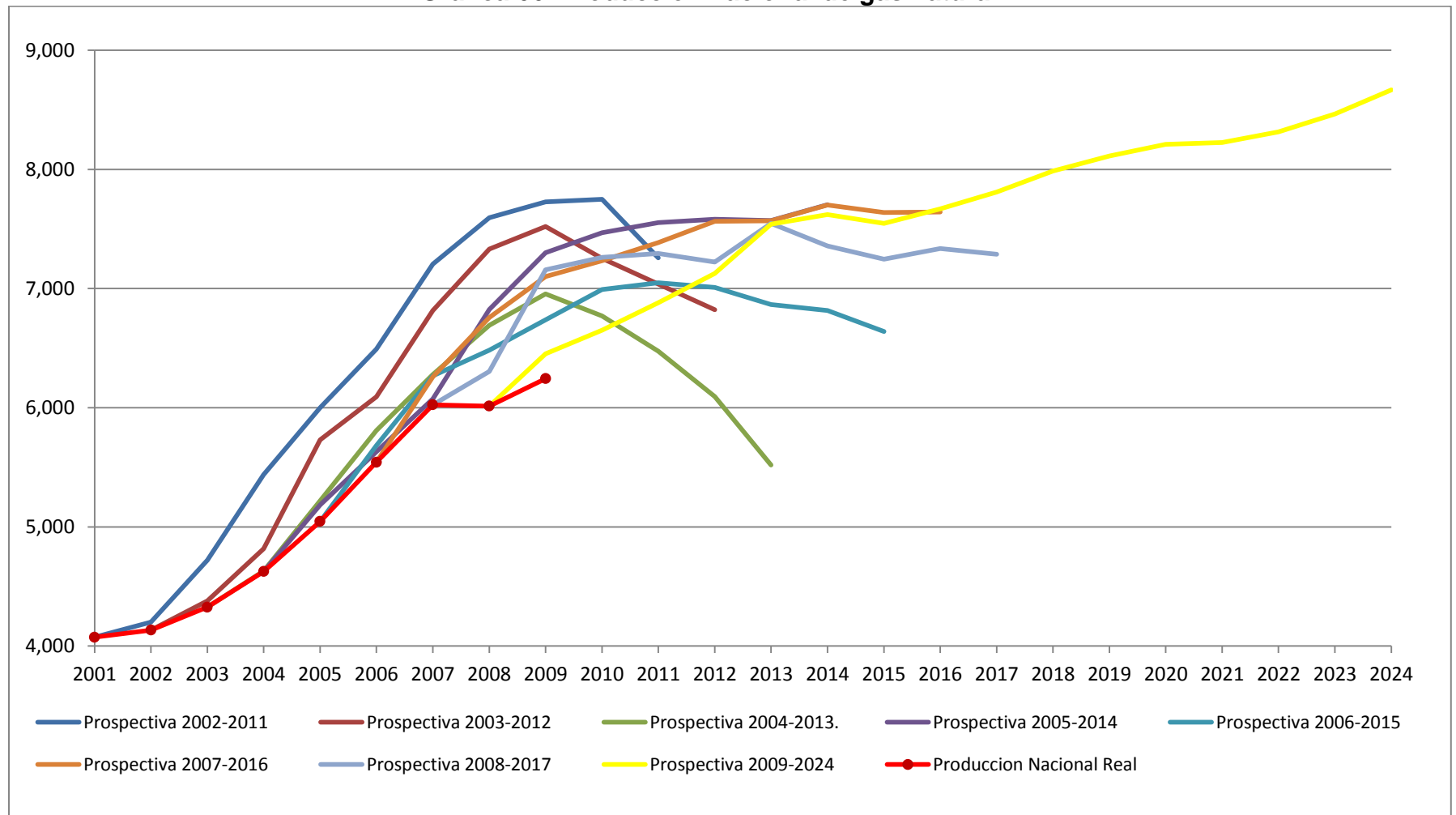
Oferta total	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA	
Prospectiva 2002-2011	4,454	4,837	5,783	6,251	7,015	7,874	8,706	9,227	9,537	9,624	9,184															7.5
Prospectiva 2003-2012		4,862	5,407	6,234	6,886	7,399	8,319	8,943	9,194	9,042	9,236	9,389														6.8
Prospectiva 2004-2013.			5,309	5,914	6,223	6,932	7,867	8,405	8,710	8,594	8,476	8,766	9,303													5.8
Prospectiva 2005-2014				5,750	6,117	6,666	7,479	8,376	9,162	9,555	9,721	10,273	10,390	10,499												6.2
Prospectiva 2006-2015					5,952	6,630	7,293	7,773	8,239	8,530	9,001	9,081	8,931	8,845	8,837											4.0
Prospectiva 2007-2016						6,561	7,452	8,078	8,594	8,760	9,327	9,622	9,619	9,715	9,606	9,603										3.9
Prospectiva 2008-2017							7,119	7,733	8,499	8,733	9,078	9,326	9,865	9,847	9,888	10,115	10,140									3.6
Prospectiva 2009-2024								7,352	7,746	8,048	8,280	8,677	9,433	9,757	9,998	10,313	10,621	10,862	10,995	11,145	11,195	11,330	11,488	11,688		2.9
Oferta Real	4,554	4,863	5,323	5,750	5,952	6,561	7,119	7,352	7502																	7.1

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La oferta total de gas natural, fue menor a la esperada en las prospectivas, como resultado de una menor demanda total, así como también de una disminución en la producción nacional y una declinación en las importaciones, todo esto comparado con las prospectivas.

4.2.1.2. Producción Nacional

Gráfica 66. Producción nacional de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 53. Producción nacional de gas natural

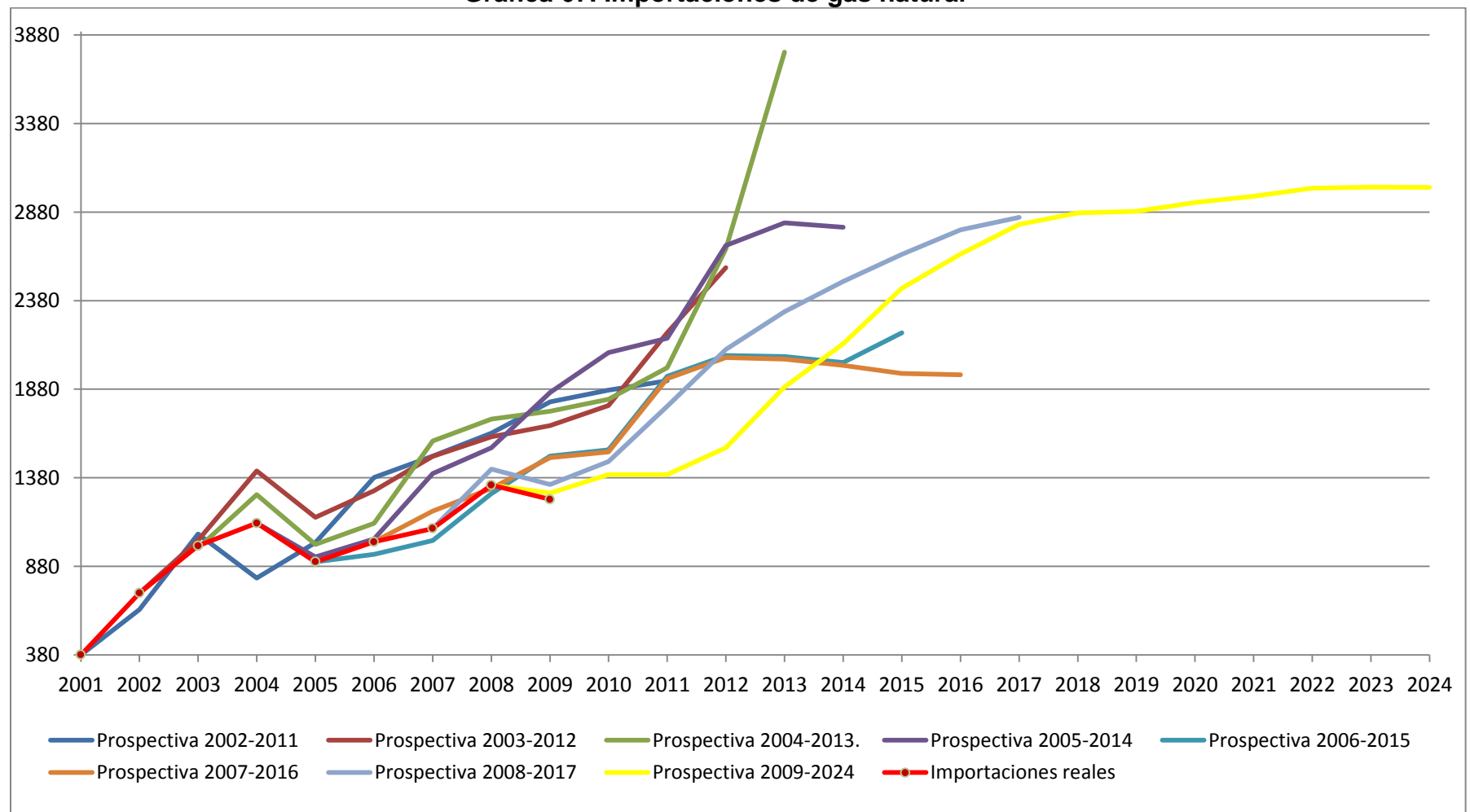
Oferta Nacional	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA		
Prospectiva 2002-2011	4,074	4,201	4,720	5,438	6,001	6,492	7,205	7,595	7,728	7,749	7,257															5.9	
Prospectiva 2003-2012		4,134	4,380	4,816	5,730	6,091	6,817	7,331	7,520	7,254	7,037	6,823															5.1
Prospectiva 2004-2013.			4,326	4,629	5,220	5,809	6,279	6,693	6,956	6,771	6,474	6,094	5,519														2.5
Prospectiva 2005-2014				4,626	5,185	5,631	6,075	6,825	7,301	7,469	7,553	7,582	7,570	7,704													5.2
Prospectiva 2006-2015					5,046	5,682	6,267	6,483	6,737	6,993	7,049	7,010	6,866	6,816	6,639												2.8
Prospectiva 2007-2016						5,543	6,259	6,758	7,100	7,233	7,387	7,565	7,569	7,702	7,638	7,642											3.3
Prospectiva 2008-2017							6,025	6,305	7,157	7,262	7,294	7,222	7,548	7,358	7,246	7,335	7,289										1.9
Prospectiva 2009-2024								6,014	6,453	6,650	6,881	7,128	7,541	7,620	7,548	7,670	7,811	7,986	8,112	8,210	8,226	8,316	8,466	8,668		2.3	
Oferta Nacional real	4,074	4,134	4,326	4,626	5,046	5,543	6,025	6,014	7,030																	5.7	

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La producción nacional real fue menor a la pronosticada, debido a que en todas las prospectivas, al pasar de los años se estimó, que la producción futura provendría de campos que aún no se habían desarrollado, lo cual en el transcurso del tiempo nunca sucedió, no hubo nuevos descubrimientos significativos, como para aumentar la producción considerablemente; también afectó, una contribución mucho menor a la esperada de los CSM, en la producción de gas no asociado. Por la parte del gas asociado, la producción se vio afectada de manera importante debido, a la declinación de campos maduros como Cantarell y la casi nula contribución de Chicontepec.

4.2.1.3. Importaciones

Gráfica 67. Importaciones de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 54. Importaciones de gas natural

Importaciones	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA	
Prospectiva 2002-2011	380	635	1,063	813	1,014	1,381	1,502	1,632	1,809	1,875	1,928															17.6
Prospectiva 2003-2012		729	1,027	1,418	1,156	1,307	1,501	1,612	1,674	1,788	2,199	2,566														13.4
Prospectiva 2004-2013.			983	1,285	1,003	1,123	1,588	1,712	1,755	1,823	2,002	2,672	3,784													14.4
Prospectiva 2005-2014				1,124	933	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795												9.5
Prospectiva 2006-2015					905	948	1,026	1,290	1,502	1,537	1,952	2,071	2,065	2,030	2,198											9.3
Prospectiva 2007-2016						1,018	1,192	1,320	1,494	1,526	1,940	2,058	2,050	2,014	1,969	1,962										6.8
Prospectiva 2008-2017							1,094	1,429	1,342	1,471	1,784	2,104	2,317	2,489	2,642	2,780	2,851									10.1
Prospectiva 2009-2024								1,339	1,293	1,398	1,398	1,549	1,892	2,137	2,450	2,643	2,810	2,876	2,884	2,934	2,969	3,015	3,021	3,020		5.2
Importaciones reales	380	729	996	1,124	905	1,018	1,094	1,339	1,258																	19.7

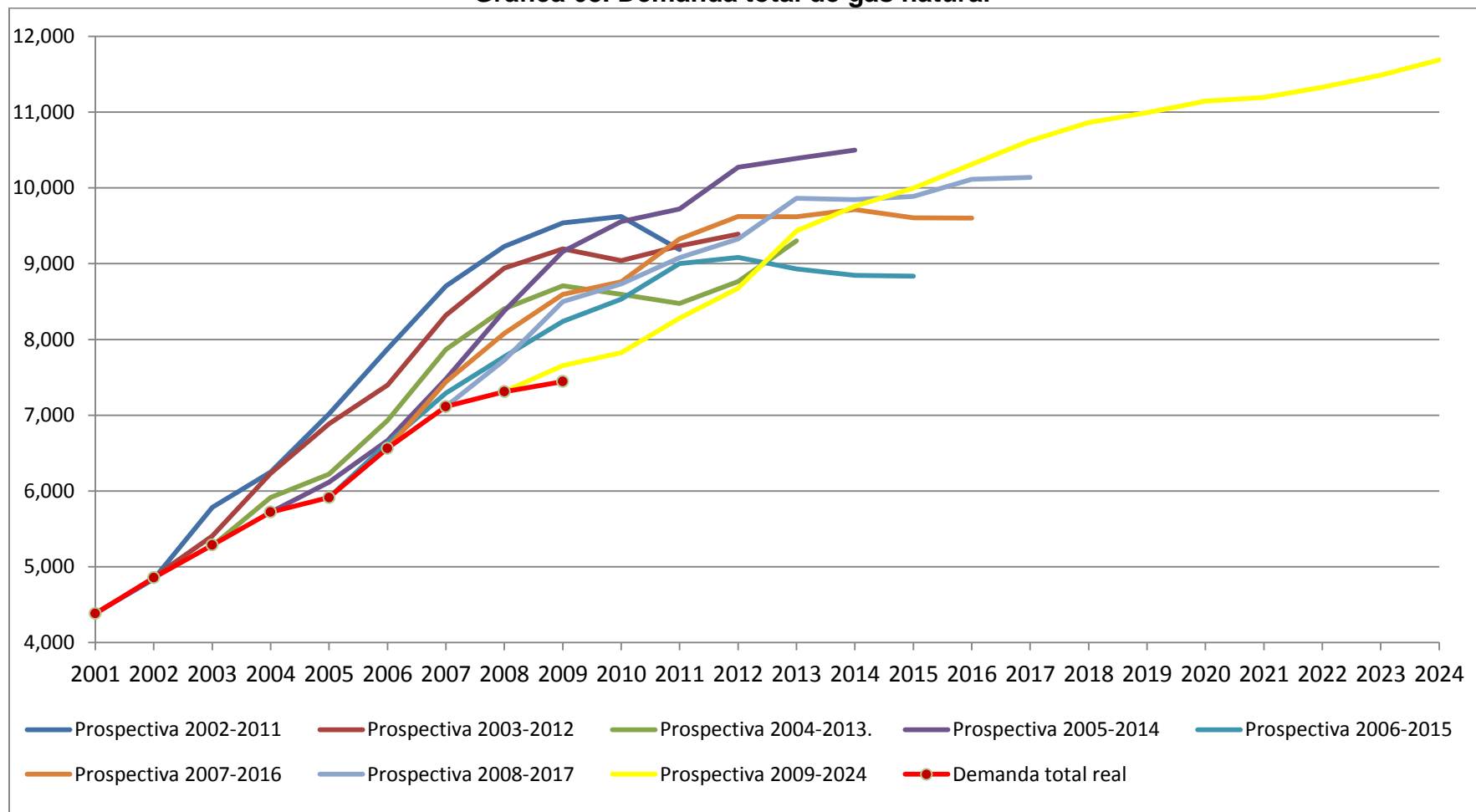
Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Las importaciones reales comprendidas del 2001 al 2009, resultaron ser menores a las estimadas, esto se debe a que la oferta total real, fue menor de lo que se proyectaba, por lo tanto se consumió una menor cantidad de gas natural.

Así mismo se pronosticó una mayor demanda total, lo cual fue detonante para que las importaciones se proyectaran a un nivel más alto que la realidad, también otro factor que contribuyó.

4.2.1.4. Demanda total

Gráfica 68. Demanda total de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 55. Demanda total de gas natural

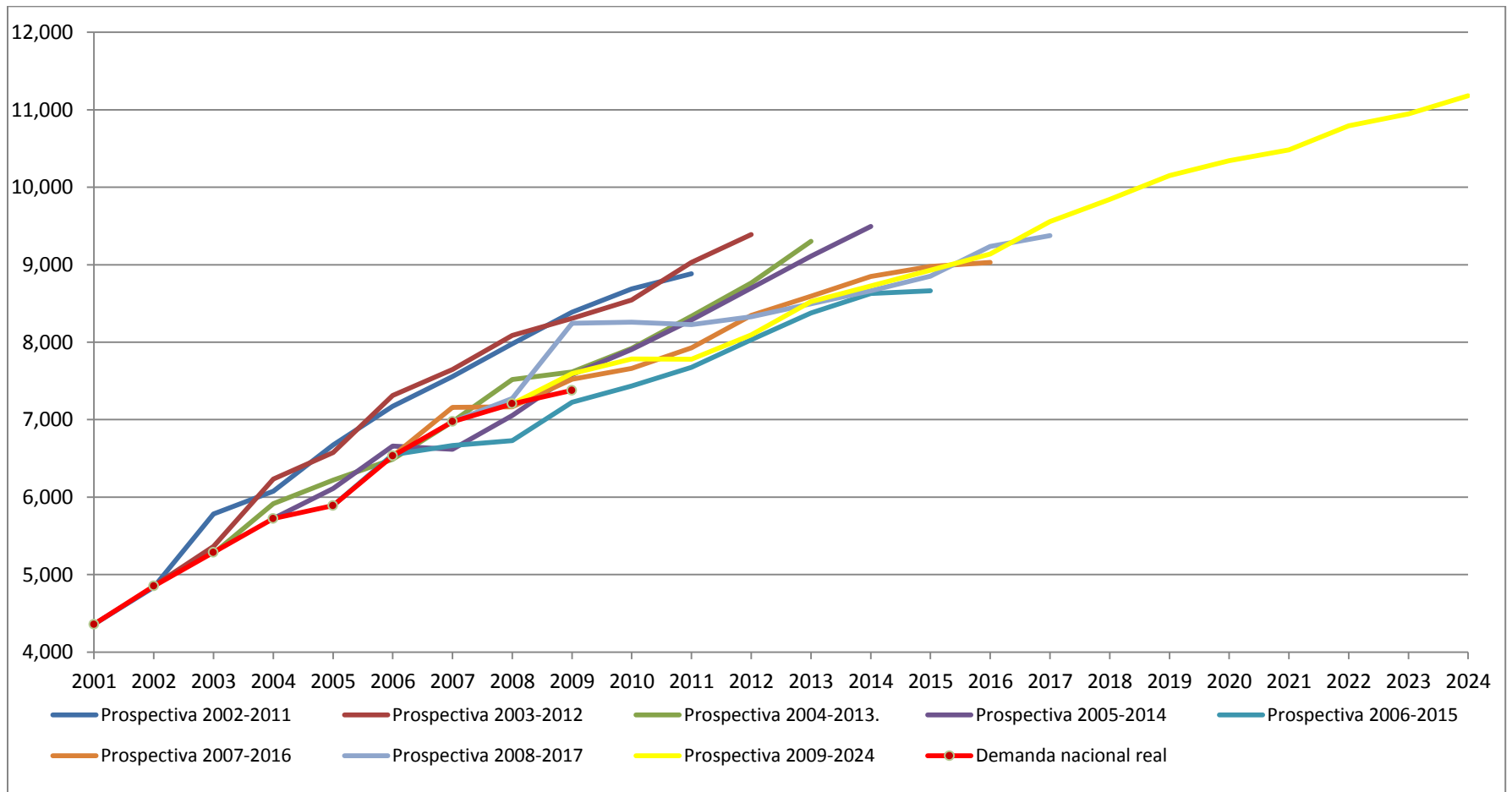
Demanda Total	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA		
Prospectiva 2002-2011	4,385	4,837	5,783	6,251	7,015	7,874	8,706	9,227	9,537	9,624	9,184															7.7	
Prospectiva 2003-2012		4,862	5,407	6,234	6,886	7,399	8,319	8,943	9,194	9,042	9,236	9,389															6.8
Prospectiva 2004-2013.			5,274	5,914	6,223	6,932	7,867	8,405	8,710	8,594	8,476	8,766	9,303														5.8
Prospectiva 2005-2014				5,722	6,117	6,666	7,479	8,376	9,162	9,555	9,721	10,273	10,390	10,499													6.3
Prospectiva 2006-2015					5,914	6,630	7,293	7,773	8,239	8,530	9,001	9,081	8,931	8,845	8,837												4.1
Prospectiva 2007-2016						6,563	7,440	8,078	8,594	8,760	9,327	9,622	9,619	9,715	9,606	9,603											3.9
Prospectiva 2008-2017							7,114	7,727	8,499	8,733	9,078	9,326	9,865	9,847	9,888	10,115	10,140										3.6
Prospectiva 2009-2024								7,311	7,655	7,825	8,280	8,677	9,433	9,757	9,998	10,313	10,621	10,862	10,995	11,145	11,195	11,330	11,488	11,688		3.0	
Demanda total real	4,383	4,856	5,287	5,722	5,914	6,563	7,114	7,311	7,444																	7.6	

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Debido a un decremento en el crecimiento del PIB, por lo tanto a una menor demanda nacional, y a una disminución importante de las exportaciones pronosticadas, la demanda total real de gas natural fue más pequeña que lo pronosticado, disminuyendo el consumo de gas en nuestro país.

4.2.1.5. Demanda Nacional

Gráfica 69. Demanda Nacional de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 56. Demanda Nacional de gas natural

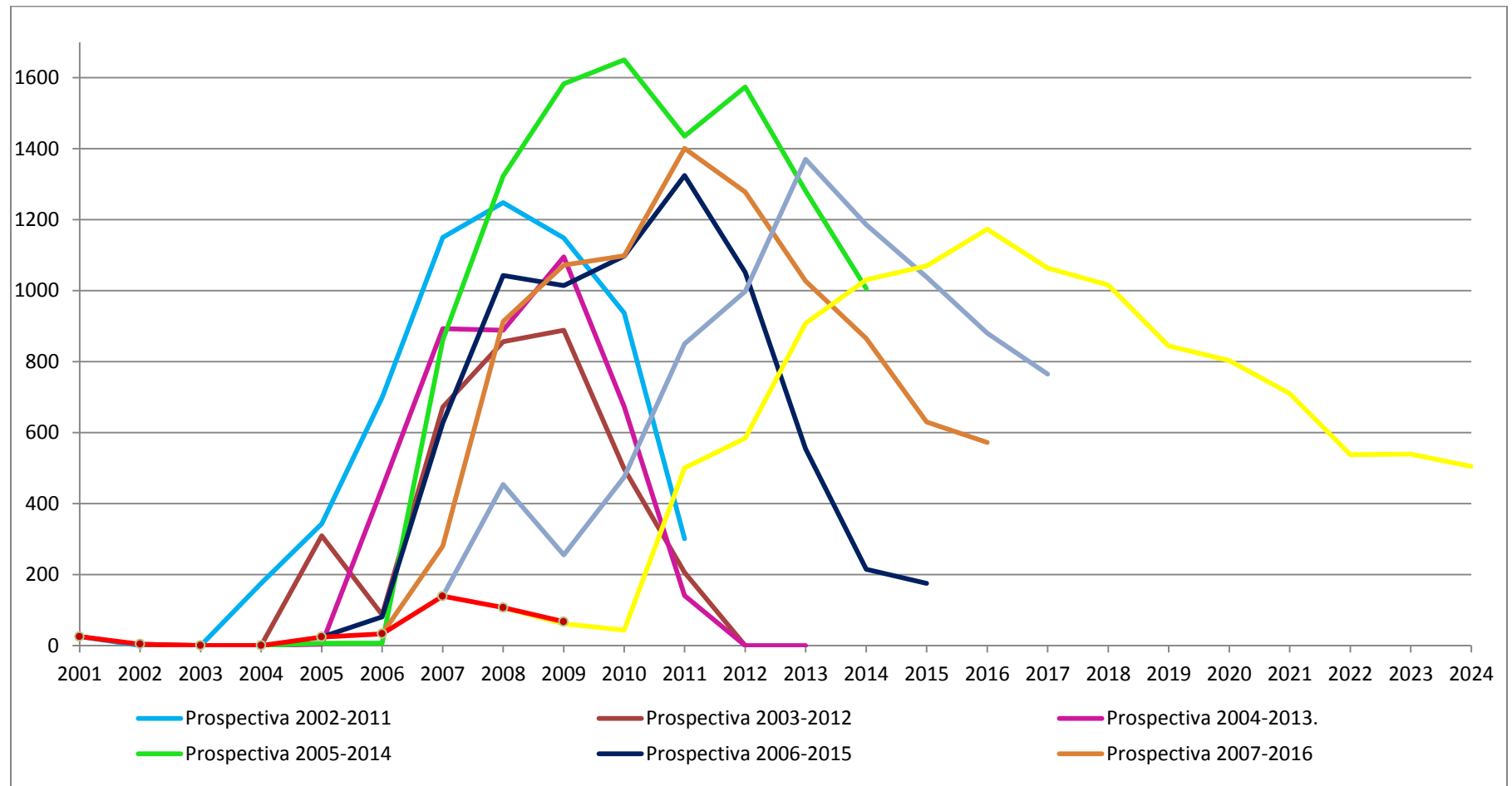
Demanda Nacional	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA		
Prospectiva 2002-2011	4,358	4,837	5,783	6,076	6,673	7,174	7,557	7,980	8,389	8,687	8,883															7.4	
Prospectiva 2003-2012		4,855	5,365	6,234	6,577	7,312	7,647	8,086	8,306	8,544	9,030	9,389															6.8
Prospectiva 2004-2013			5,274	5,914	6,219	6,489	6,974	7,518	7,616	7,921	8,335	8,766	9,303														5.8
Prospectiva 2005-2014				5,722	6,110	6,659	6,618	7,053	7,580	7,906	8,286	8,699	9,110	9,493													5.2
Prospectiva 2006-2015					5,890	6,549	6,666	6,729	7,225	7,434	7,677	8,030	8,377	8,630	8,662												3.9
Prospectiva 2007-2016						6,531	7,160	7,166	7,522	7,662	7,926	8,345	8,592	8,850	8,976	9,031											3.3
Prospectiva 2008-2017							6,975	7,273	8,244	8,258	8,228	8,328	8,495	8,662	8,851	9,235	9,374										3.0
Prospectiva 2009-2024								7,204	7,594	7,782	7,780	8,093	8,525	8,726	8,928	9,139	9,557	9,845	10,151	10,341	10,484	10,792	10,948	11,182		2.8	
Demanda nacional real	4,358	4,851	5,287	5,722	5,890	6,531	6,975	7,204	7,377																	7.4	

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La demanda nacional de gas natural fue, en términos generales, menor a lo previsto en las prospectivas, esto debido a un menor crecimiento promedio del PIB, respecto a lo pronosticado, lo que afectó sobre todo a la demanda del sector industrial, que está fuertemente ligado a las variaciones de este. Además debido a las contracciones del PIB, la demanda del sector eléctrico decreció, lo que impactó el consumo de gas natural, ya que de todos los combustibles utilizados en México para la generación de electricidad, el 60.7% corresponde a la utilización de gas natural. Por último, el sector petrolero se comportó de una manera más independiente, de las variaciones de la economía, ya que esta demanda se mantuvo ligeramente por encima de lo pronosticado, esto debido, a la falta de nuevos descubrimientos de yacimientos, que ha propiciado que México cuente con un mayor número de campos viejos, que por motivos de la explotación y condiciones geológicas, se depresionan, forzando el uso de gas natural para las recirculaciones.

4.2.1.6. Exportaciones

Gráfica 70. Exportaciones de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 57. Exportaciones de gas natural

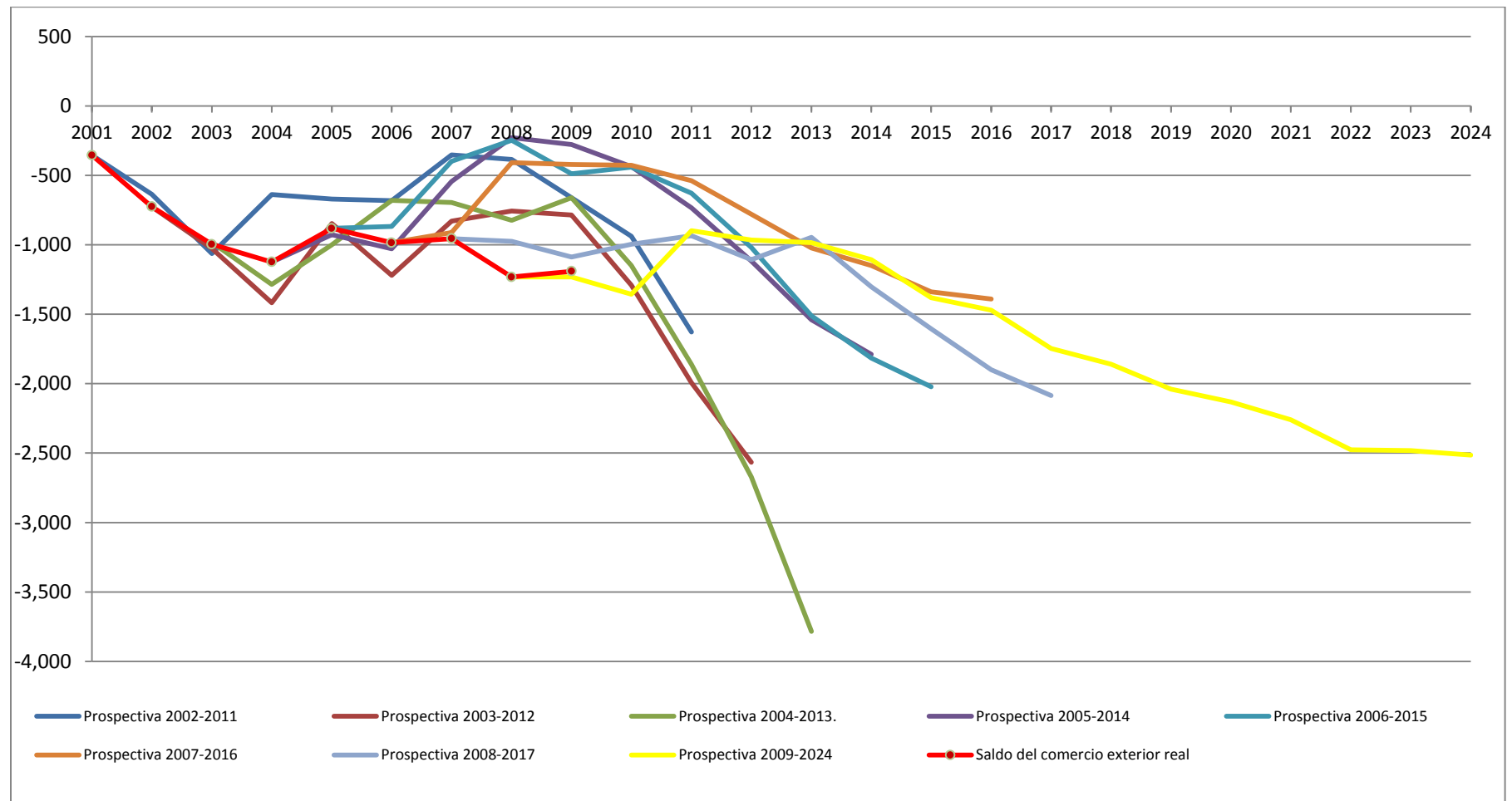
Exportaciones	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA	
Prospectiva 2002-2011	25	0	0	175	343	699	1,150	1,248	1,148	937	301															28.3
Prospectiva 2003-2012		4	0	0	309	87	672	856	888	498	206	0														48.3
Prospectiva 2004-2013			0	0	4	443	893	888	1,095	673	141	0	0													42.8
Prospectiva 2005-2014				0	7	7	861	1,323	1,583	1,650	1,435	1,574	1,281	1,006												64.3
Prospectiva 2006-2015					24	81	627	1,043	1,014	1,097	1,324	1,052	554	215	175											22.0
Prospectiva 2007-2016						33	280	913	1,072	1,098	1,401	1,278	1,027	865	630	572										33.0
Prospectiva 2008-2017							139	454	255	475	850	998	1,370	1,186	1,038	880	765									18.6
Prospectiva 2009-2024								107	61	43	500	584	908	1,031	1,070	1,173	1,064	1,016	844	803	710	538	539	505		10.2
Exportaciones reales	25	4	0	0	24	33	139	107	67																	23.1

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Las proyecciones estimaron, que debido a una mayor disponibilidad de GNL (Altamira, Ensenada y Manzanillo), se podía exportar gas natural a los Estados Unidos, vía Reynosa y Baja California, lo cual resulta que esta planeación sea incongruente, ya que el país es importador de este recurso; afortunadamente, en la realidad fue todo lo contrario. Como se mencionó en el capítulo 2, México ha exportado vía gasoducto Reynosa, una pequeña cantidad de gas natural, esto se debe a que el volumen de exportaciones de este hidrocarburo de México a EUA, sólo fue consecuencia de la logística comercial de PGPB, es decir que, si en algún punto de interconexión para transporte hacia EUA se generó un excedente de gas que no era posible dirigir hacia territorio nacional, se optó por comercializarlo hacia EUA, independientemente de obtener o no buena rentabilidad.

4.2.1.7. Balanza comercial

Gráfica 71. Saldo de la balanza comercial de gas natural



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 58. Saldo de la balanza comercial de gas natural

Saldo del Comercio exterior	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TMCA		
Prospectiva 2002-2011	-355	-635	-1,063	-638	-671	-682	-352	-384	-661	-938	-1,627															16.4	
Prospectiva 2003-2012		-725	-1,027	-1,418	-847	-1,220	-829	-756	-786	-1,290	-1,993	-2,566															13.5
Prospectiva 2004-2013.			-983	-1,285	-999	-680	-695	-824	-660	-1,150	-1,861	-2,672	-3,784														14.4
Prospectiva 2005-2014				-1,124	-926	-1,028	-543	-227	-278	-436	-733	-1,117	-1,539	-1,789													4.8
Prospectiva 2006-2015					-881	-867	-399	-247	-488	-440	-628	-1,019	-1,511	-1,815	-2,023												8.7
Prospectiva 2007-2016						-985	-912	-407	-422	-428	-539	-780	-1,023	-1,149	-1,339	-1,390											3.5
Prospectiva 2008-2017							-955	-975	-1,087	-996	-934	-1,106	-947	-1,303	-1,604	-1,900	-2,086										8.1
Prospectiva 2009-2024								-1,232	-1,232	-1,355	-898	-965	-984	-1,106	-1,380	-1,470	-1,746	-1,860	-2,040	-2,131	-2,259	-2,477	-2,482	-2,515		4.6	
Saldo del comercio exterior real	-355	-725	-996	-1,124	-881	-985	-955	-1,232	-1,191																		-19.5

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La balanza comercial de gas natural en nuestro país, fue mayor a la esperada, ya que en las prospectivas se planteaba una tendencia al alta del volumen de exportaciones (debido a la mayor disponibilidad de GNL estimada), lo que realmente ocurrió, fue que se exporto una mínima cantidad de gas natural (debido a la logística comercial de PGPB), ya que la oferta total se utilizó en su gran mayoría para satisfacer la demanda nacional, convirtiendo a México no solo en la actualidad, sino también en un futuro, en un país deficitario en este hidrocarburo.

4.2.2. Crecimiento del PIB

Otro aspecto importante a comparar es el crecimiento del PIB utilizado en las prospectivas.

Los crecimientos económicos utilizados en todas las prospectivas fueron elegidos, con base, en las estimaciones de la Secretaría de Hacienda para el crecimiento económico de México.

Tabla 59. Crecimiento histórico del PIB

	Tasas Anuales de Variación							
	2002-2011	2003-2012	2004-2013	2005-2014	2006-2015	2007-2016	2008-2017	2009-2024
PIB Estimado	4.5%	4.7%	4.7%	4.3%	3.8%	3.6%	3.5%	2.7%
PIB promedio real 2001-2009	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%	2.2%

Fuente: Elaboración propia con datos del documento, Principales Indicadores Económicos 1994-2009. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, Cámara de Diputados.

Como se observa en la tabla anterior, las comparaciones muestran una amplia diferencia entre el crecimiento real del PIB y el crecimiento estimado utilizado en las prospectivas, desde la más cercana en 2009 de 0.5 puntos porcentuales hasta 2.5 puntos porcentuales de diferencia en 2002 y 2003.

Todas las prospectivas, tiene como base un escenario macroeconómico, entre sus principales premisas suponen un crecimiento del PIB, por ello la importancia de estimar lo más exactamente posible apegado a la realidad, debido a su la sensibilidad en su aplicación, afectando enormemente el cálculo de la oferta, demanda y balance nacional.

Las estimaciones infladas del crecimiento económico en México, afectaron en gran medida las proyecciones estimadas.

4.2.3. Análisis estadístico

Para el desarrollo final de esta tesis, fue necesario establecer una base cuantitativa para emitir un resultado medible y objetivo. Por ello se determinó el uso de la estadística, para poder efectuar este análisis.

Debido a que no se contó con las ecuaciones que utilizó la SENER para calcular los pronósticos, se realizó una regresión polinomial de tercer grado. Para seleccionar este modelo, se comparó con una regresión de segundo grado, al analizarlas, el modelo de tercer grado, observo un comportamiento más apegado a la curva descrita en los pronósticos, por lo cual, fue aceptado como el mejor modelo para representar, con mayor exactitud, los datos pronosticados

Mediante el software de econometría *Eviews*, se calcularon los estimadores de los coeficientes del modelo de regresión de tercer grado ($\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$). Posteriormente con este modelo, se calculó una estimación de la producción. A continuación se muestra el modelo utilizado⁵⁷.

$$y = \alpha_0 + \alpha_1 t + \alpha_2 t^2 + \alpha_3 t^3 + \epsilon$$

Después, se calcularon parámetros tales como el error, suma del cuadrado del error y la varianza⁵⁸, cuyas formulas son las siguientes:

$$\begin{aligned} ei &= y - \hat{y} \\ SCE &= \Sigma(ei^2) \\ S^2 = \sigma^2 &= \frac{\Sigma(ei^2)}{n - k - 1} \end{aligned}$$

⁵⁷ Consultar los cálculos realizados por el programa *Eviews* en el anexo.

⁵⁸ ei = Error, y = Producción de los prospectivas, \hat{y} = Producción estimada con el modelo de regresión, SCE : Suma del cuadrado del error, S^2 = Varianza, n = Tamaño de la muestra, k = Numero de variables independientes.

Partiendo de las ecuaciones normales, se estimaron los intervalos de confianza⁵⁹ para cada año, mediante el cálculo de los límites superior e inferior, con un nivel de confianza del 95%⁶⁰.

Ecuaciones normales

$$x'x\beta = x'y \therefore$$

$$\hat{\beta} = (x'x)^{-1} (x'y) = \begin{pmatrix} \alpha_0 \\ \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_3 \end{pmatrix}$$

Si el determinante de $x'x \neq 0$

$$\text{LS (Límite superior)} = \hat{y} + t_{\alpha/2} \sigma_{\hat{y}}$$

$$\text{LI (límite inferior)} = \hat{y} - t_{\alpha/2} \sigma_{\hat{y}}$$

Modelo:

$$y = \alpha_0 + \alpha_1 t + \alpha_2 t^2 + \alpha_3 t^3 + \epsilon$$

$$\begin{array}{cccc} \left[\begin{array}{cccc} n & \Sigma t & \Sigma t^2 & \Sigma t^3 \\ \Sigma t & \Sigma t^2 & \Sigma t^3 & \Sigma t^4 \\ \Sigma t^2 & \Sigma t^3 & \Sigma t^4 & \Sigma t^5 \\ \Sigma t^3 & \Sigma t^4 & \Sigma t^5 & \Sigma t^6 \end{array} \right] & \begin{pmatrix} \alpha_0 \\ \alpha_1 \\ \alpha_2 \\ \alpha_3 \end{pmatrix} & = & \begin{pmatrix} \Sigma y \\ \Sigma ty \\ \Sigma t^2 y \\ \Sigma t^3 y \end{pmatrix} \\ \underline{\hspace{1.5cm}} & \underline{\hspace{1.5cm}} & & \underline{\hspace{1.5cm}} \\ x'x & \beta & & x'y \end{array}$$

$$\hat{y} = S\sqrt{x'_0(x'_0x_0)^{-1}x_0}$$

$$y = \hat{y} \pm t_{\alpha/2} \sigma_{\hat{y}} \therefore$$

$$y = \hat{y} \pm t_{\alpha/2} S\sqrt{x'_0(x'_0x_0)^{-1}x_0}$$

$$\text{LS} = \hat{y} + t_{\alpha/2} S\sqrt{x'_0(x'_0x_0)^{-1}x_0}$$

$$\text{LI} = \hat{y} - t_{\alpha/2} S\sqrt{x'_0(x'_0x_0)^{-1}x_0}$$

⁵⁹ En el contexto de estimar un parámetro poblacional, un intervalo de confianza es un rango de valores (calculado en una muestra) en el cual se encuentra el verdadero valor del parámetro, con una probabilidad determinada.

⁶⁰ La probabilidad de que el verdadero valor del parámetro se encuentre en el intervalo construido se denomina nivel de confianza, y se denota $1-\alpha$. La probabilidad de equivocarnos se llama nivel de significancia y se simboliza α .

El resultado representa, un intervalo que incluye la media μ el 95% de las veces; es decir, es un intervalo de confianza al 95% para la media μ cuando la variable x es normal y σ^2 es conocido.

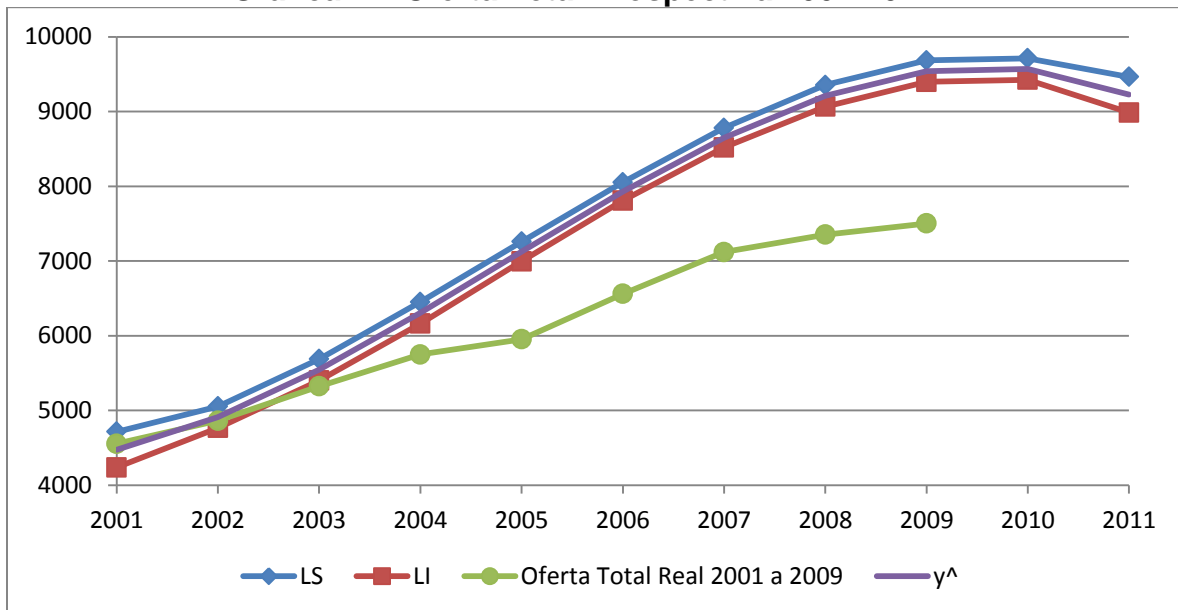
Una vez determinados los intervalos de confianza, se procedió a analizar si los datos reales, para cada año, se encontraba dentro del intervalo, para ello, se graficaron los resultados obtenidos, para determinar de manera estadística, si las proyecciones representan un buen método para realizar proyecciones, esto se comprobará si los datos reales caen dentro de los intervalos estimados, si así fuere, con un nivel de confianza del 95%, se puede decir que es un modelo confiable para poder representar la realidad, de lo contrario, se desecharía el modelo ya que no es confiable.

Cabe aclarar que solo se analizaron las prospectivas del 2002-2011, 2003-2012, 2004-2013, 2005-2014 y 2006-2015, entendiendo que solo se tiene datos reales del 2001 al 2009, lo cual nos da solo un pequeño rango, pero suficiente, de años a comparar, ya que si se elegía una prospectiva posterior 2006-2015, resultaría en un rango aún más pequeño, el cual no permitiría realizar un análisis certero y correcto.

Prospectiva 2002-2011

Oferta total

Gráfica 72. Oferta Total Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 60. Oferta Total. Prospectiva 2002-2011

T	Y	y^	LS	LI	Acaecido 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	4,454	4,476.62	4715	4238	4,554	✓
2002	4,837	4,910.16	5054	4767	4,863	✓
2003	5,783	5,544.13	5688	5401	5,323	-
2004	6,251	6,306.82	6452	6162	5,750	-
2005	7,015	7,126.49	7258	6995	5,952	-
2006	7,874	7,931.45	8053	7809	6,561	-
2007	8,706	8,649.97	8781	8519	7,119	-
2008	9,227	9,210.34	9355	9065	7,352	-
2009	9,537	9,540.85	9684	9397	7,502	-
2010	9,624	9,569.77	9713	9426		
2011	9,184	9,225.39	9464	8987		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La oferta total proyectada estuvo impulsada por una producción nacional que mantendría sus niveles, declinando en el último año del periodo, así como

también de importaciones cada vez mayores, debido a la instalación de infraestructura para importar GNL.

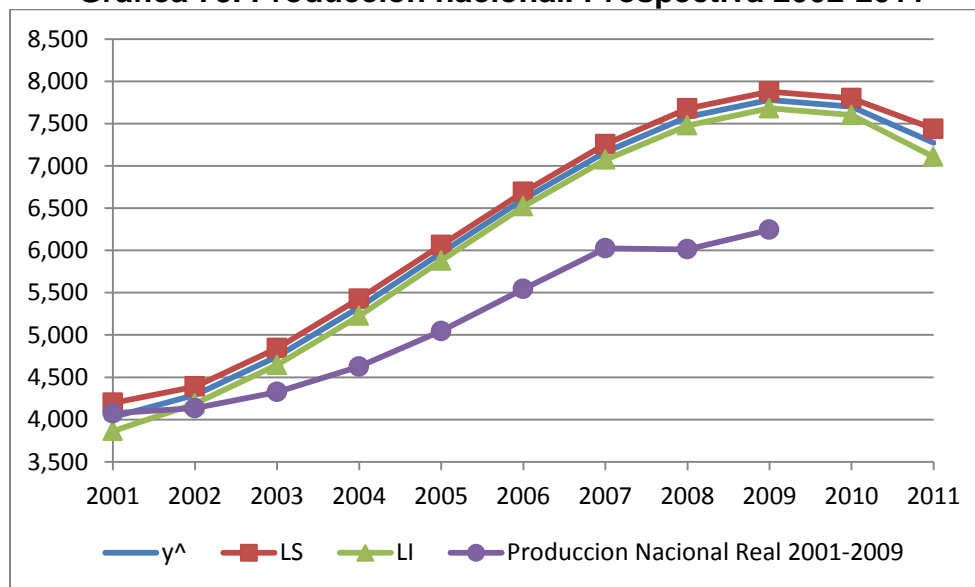
En la realidad la producción nacional tuvo una menor participación a la pronosticada, ya que principalmente la producción esperada por el descubrimiento de nuevos yacimientos, fue mínima, además la aportación de los CSM fue menor a la esperada.

Las importaciones se mantuvieron en un nivel por debajo del pronosticado, ya que la demanda nacional fue menor a lo que se había previsto.

Como se observa en la tabla 60 y en la gráfica 72, solo la oferta total del año 2001 y 2002 estuvieron dentro del intervalo de confianza. Con base en estos resultados, se puede concluir con una certeza del 95% que el modelo utilizado en este periodo para pronosticar la oferta total, no se considera como confiable para poder representar la realidad.

Producción Nacional

Gráfica 73. Producción nacional. Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 61. Oferta Nacional. Prospectiva 2002-2011

T	y	y^	LS	LI	Real 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	4,074	4,030	4,196	3,864	4,074	✓
2002	4,201	4,289	4,389	4,189	4,134	-
2003	4,720	4,744	4,844	4,645	4,326	-
2004	5,438	5,328	5,428	5,227	4,626	-
2005	6,001	5,971	6,062	5,879	5,046	-
2006	6,492	6,605	6,690	6,520	5,543	-
2007	7,205	7,164	7,255	7,072	6,025	-
2008	7,595	7,578	7,679	7,477	6,014	-
2009	7,728	7,779	7,879	7,679	6,244	-
2010	7,749	7,700	7,800	7,600		
2011	7,257	7,272	7,438	7,106		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

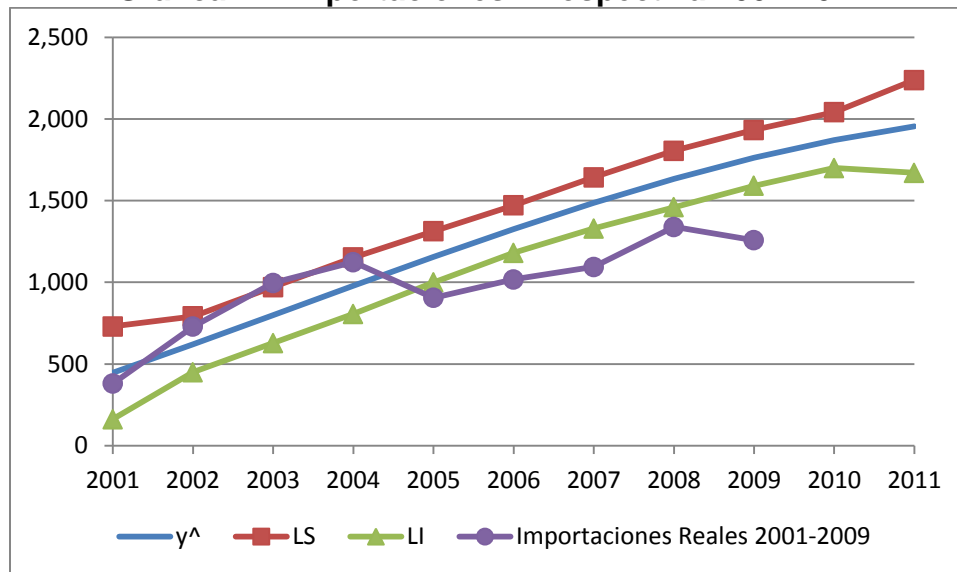
La producción nacional proyectada en este periodo, estuvo marcada por una un crecimiento constante, a finales de 2010 llegaría a su máxima producción, decayendo en el siguiente año debido a una disminución en las inversiones en exploración y producción.

En la realidad la producción nacional fue menor a la esperada, ya que disminuyeron en gran medida las expectativas de la aportación de los CSM y la producción de nuevos descubrimientos. Durante el periodo se mantuvo con mucho esfuerzo, un crecimiento constante para satisfacer las necesidades de la demanda nacional, así como para reducir la brecha de las importaciones, cada vez mayores.

La producción nacional real, solo se encontró dentro del intervalo de confianza para el año 2001, lo que nos indica que este modelo no se considera confiable.

Importaciones

Gráfica 74. Importaciones. Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 62. Importaciones. Prospectiva 2002-2011

T	y	y^	LS	LI	Real 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	380	446	730	162	380	✓
2002	635	621	792	449	729	✓
2003	1,063	799	971	628	996	-
2004	813	979	1,152	806	1,124	✓
2005	1,014	1,156	1,312	999	905	-
2006	1,381	1,326	1,472	1,180	1,018	-
2007	1,502	1,486	1,643	1,329	1,094	-
2008	1,632	1,633	1,805	1,460	1,339	-
2009	1,809	1,762	1,933	1,591	1,258	-
2010	1,875	1,870	2,041	1,699		
2011	1,928	1,954	2,238	1,670		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La tendencia y el aumento de las importaciones pronosticadas en este periodo, se debe principalmente a que la producción nacional no sería suficiente para poder satisfacer la demanda nacional, por lo cual se previó la construcción de

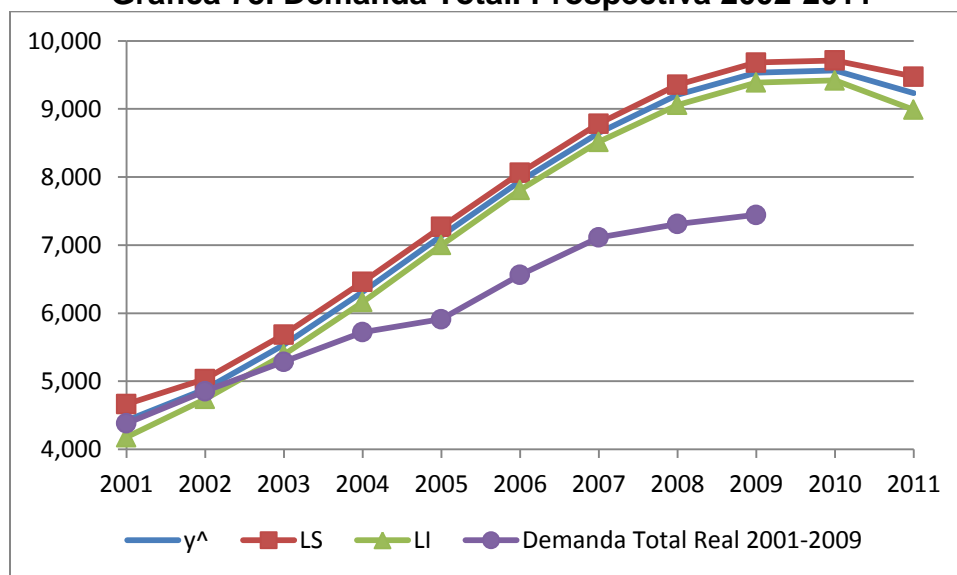
infraestructura (gasoductos y plantas de regasificación de GNL) para poder cumplir con las necesidades de nuestro país en materia de gas natural.

En la realidad se importó menos gas del esperado, debido a un menor crecimiento del PIB en nuestra economía, que por ende, contrajo la demanda de gas natural.

En lo que respecta al intervalo de confianza, solo los años de 2001, 2002 y 2004, estuvieron dentro de los límites. Un total de 3 años de 9 pronosticados, lo cual nos da un porcentaje de 33.3% de efectividad, por lo cual este modelo utilizado se considera no confiable.

Demanda total

Gráfica 75. Demanda Total. Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 63. Demanda total. Prospectiva 2002-2011

T	y	y^	LS	LI	Real 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	4,385	4,422	4,666	4,179	4,383	✓
2002	4,837	4,887	5,034	4,740	4,856	✓
2003	5,783	5,540	5,687	5,394	5,287	-
2004	6,251	6,313	6,461	6,164	5,722	-
2005	7,015	7,135	7,269	7,000	5,914	-
2006	7,874	7,937	8,062	7,812	6,563	-
2007	8,706	8,651	8,785	8,517	7,114	-
2008	9,227	9,206	9,355	9,058	7,311	-
2009	9,537	9,535	9,681	9,388	7,444	-
2010	9,624	9,566	9,713	9,419		
2011	9,184	9,231	9,475	8,988		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La proyección de la demanda total estuvo impulsada por una demanda nacional, dominada principalmente por un fuerte crecimiento en el sector eléctrico, y la utilización del gas natural como autoconsumo y utilización en recirculaciones, en el sector petrolero, además se estimaba un fuerte y estable crecimiento del PIB durante el periodo, lo que también impulso la demanda en el sector industrial.

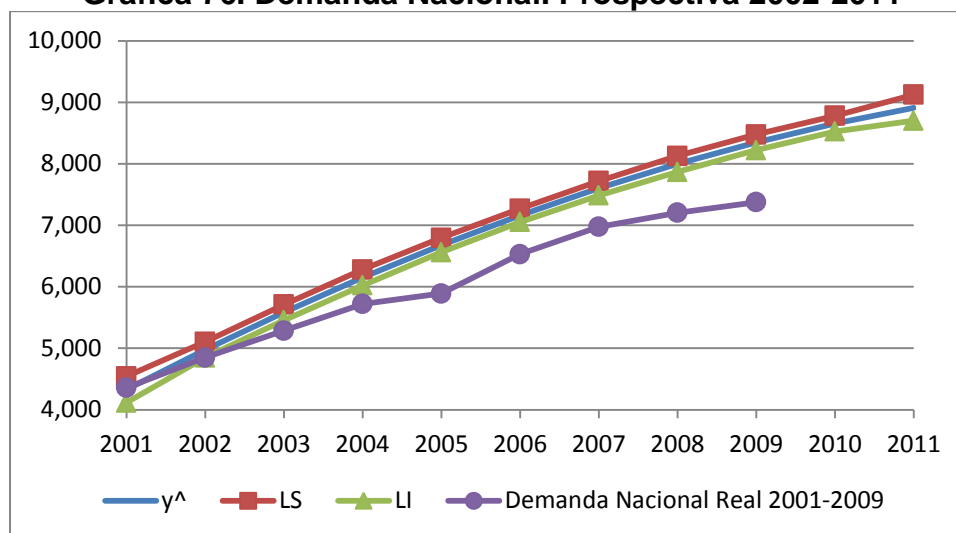
Debido a una mayor disposición de gas natural vía GNL, las exportaciones pronosticadas se elevaron a niveles considerables.

En la realidad el crecimiento del PIB en nuestro país, fue menor al pronosticado, lo cual afectó a la demanda nacional, colocándola en un crecimiento más modesto, pero sin dejar de ser importante, Donde fue más evidente la contracción fue en las exportaciones, ya que solo se exporto un nivel mínimo, por cuestiones de logística de PGPB.

Todo esto nos da como resultado, que solo los años 2001 y 2002 estuviesen dentro de los intervalos de confianza, lo que no indica que este modelo no es confiable, como para asumir que sus predicciones se acercan a la realidad.

Demanda Nacional

Gráfica 76. Demanda Nacional. Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 64. Demanda nacional. Prospectiva 2002-2011

T	y	y^	LS	LI	Real 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	4,358	4,330	4,542	4,117	4,358	✓
2002	4,837	4,977	5,105	4,849	4,851	✓
2003	5,783	5,584	5,712	5,456	5,287	-
2004	6,076	6,152	6,281	6,022	5,722	-
2005	6,673	6,678	6,795	6,561	5,890	-
2006	7,174	7,161	7,270	7,053	6,531	-
2007	7,557	7,602	7,719	7,485	6,975	-
2008	7,980	7,998	8,128	7,869	7,204	-
2009	8,389	8,349	8,477	8,221	7,377	-
2010	8,687	8,654	8,782	8,526		
2011	8883	8911	9124	8699		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

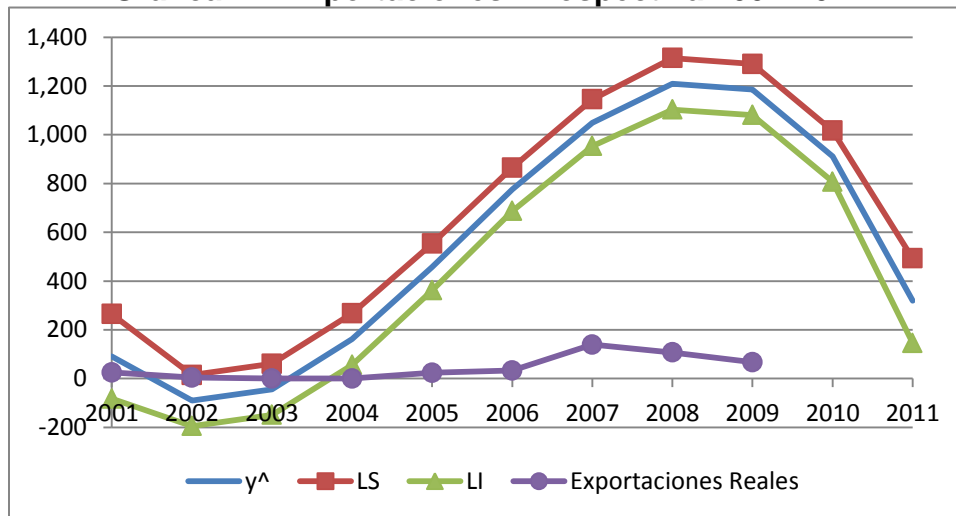
La demanda nacional proyectada en el periodo 2002-2011, se basa principalmente en los tres sectores más importantes, que son el eléctrico, petrolero e industrial.

Hasta el año 2007, el sector petrolero sería el más importante, sobre todo con su utilización en autoconsumos y en menor medida en recirculaciones. A partir del 2008, los planes se revierten y la generación de electricidad ocuparía la participación más importante, esto debido a la agresiva campaña para utilizar en mayor medida, tanto por parte de la CFE y de los PIEs, de la utilización plantas de ciclo combinado.

Para este periodo se pronosticó un crecimiento sostenido del PIB, lo que propició se estimara que el sector industrial tuviera una participación más importante, cabe mencionar que este sector es el que más ligado está a las variaciones del PIB.

Exportaciones

Gráfica 77. Exportaciones. Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 65. Exportaciones. Prospectiva 2002-2011

T	y	y^	LS	LI	Real 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	25	91	265	-83	25	✓
2002	0	-90	14	-195	4	✓
2003	0	-44	61	-149	0	✓
2004	175	161	267	56	0	-
2005	343	457	553	362	24	-
2006	699	776	865	687	33	-
2007	1,150	1,049	1,145	954	139	-
2008	1,248	1,208	1,314	1,103	107	-
2009	1,148	1,185	1,290	1,081	67	-
2010	937	912	1,016	807		
2011	301	319	493	146		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

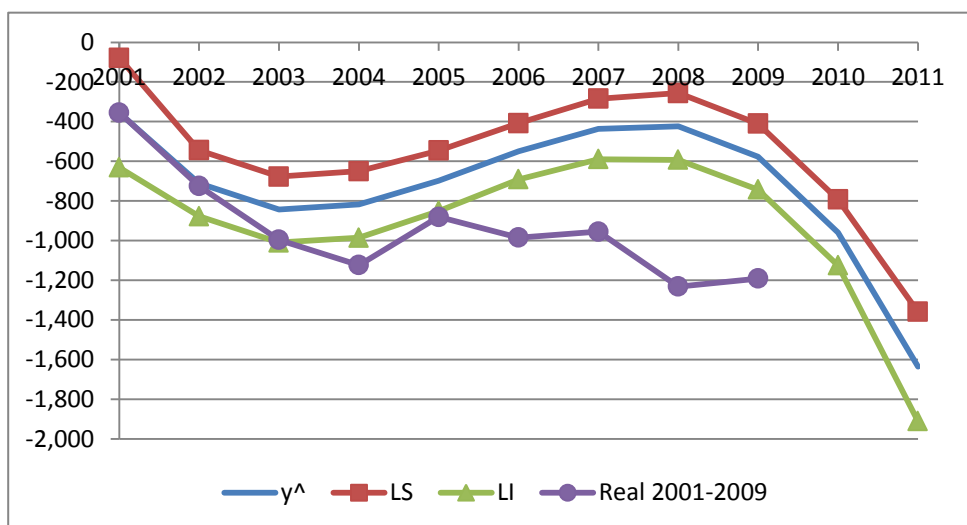
Las exportaciones proyectadas para este periodo fueron incrementándose conforme el periodo fue avanzando, llegando a su pico en 2008, ya que se esperaba una mayor disponibilidad de gas vía GNL, que pudiera ser exportado a los EUA vía Reynosa y Baja California.

En la realidad, las exportaciones fueron en gran medida, mucho menores que las proyectado, ya que nunca se tuvo esa disponibilidad suficiente de gas natural como para llevarse a cabo, los únicos niveles que México presenta en este rubro, es debido a cuestiones logísticas de PGPB, y no tanto porque se haya pretendido exportar ese cantidad tan pequeña.

Solo las exportaciones de los tres primeros años, caen dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un porcentaje de efectividad del 33.3%, por lo cual se desecha este modelo ya que no es confiable.

Balanza comercial

Gráfica 78. Balanza Comercial. Prospectiva 2002-2011



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 66. Balanza comercial. Prospectiva 2002-2011

T	y	y^	LS	LI	Real 2001 a 2009	Dentro de límites
2001	-355	-355	-79	-631	-355	✓
2002	-635	-711	-545	-877	-725	✓
2003	-1,063	-844	-677	-1,010	-996	✓
2004	-638	-818	-650	-986	-1,124	-
2005	-671	-698	-546	-851	-881	-
2006	-682	-550	-408	-691	-985	-
2007	-352	-437	-285	-589	-955	-
2008	-384	-424	-256	-592	-1,232	-
2009	-661	-577	-410	-743	-1,191	-
2010	-938	-959	-792	-1,125		
2011	-1,627	-1,635	-1,359	-1,912		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La balanza comercial proyectada resulta deficitaria en todo el periodo, se pensó que se iban a tener un nivel considerable de exportaciones, y así poder hacerle frente a las importaciones, las cuales seguirían creciendo a lo largo del periodo.

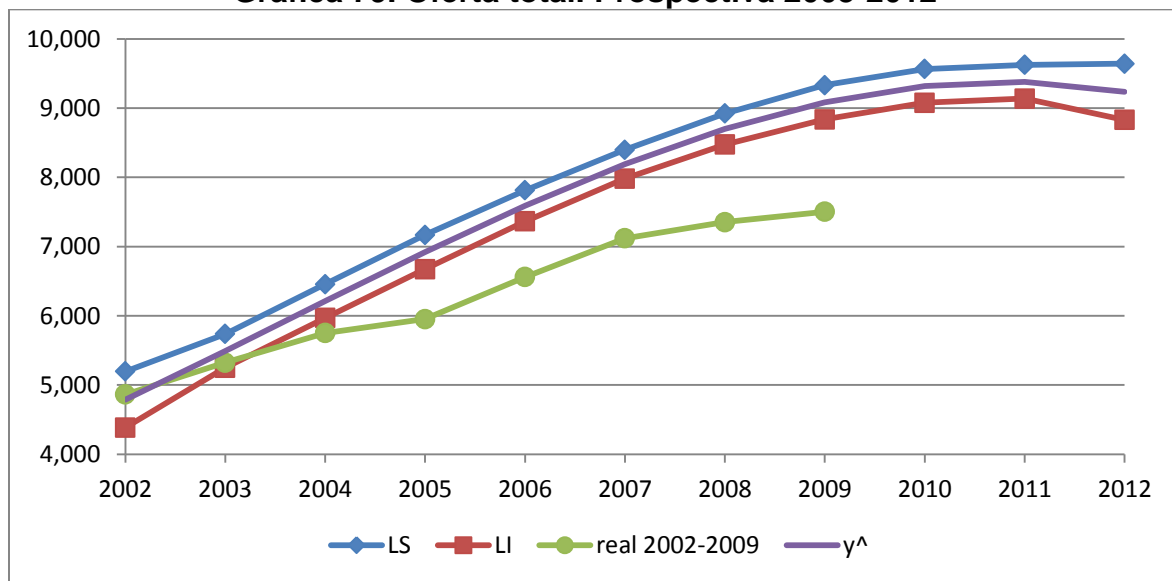
Lo que sucedió en la realidad fue que la balanza comercial fue mayor a la pronosticada, a pesar de que también las importaciones fueron menores, lo que más determinó que se ampliara el margen deficitario, fue que se exportó una pequeña cantidad y por cuestiones logísticas de PGPB.

La balanza comercial del 2001, 2002 y 2003 estuvieron dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un 33.3% de confiabilidad, a lo cual se rechaza este modelo debido a que no es confiable.

Prospectiva 2003-2012

Oferta total

Gráfica 79. Oferta total. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 67. Oferta Total. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002-2009	Dentro de límites
2002	4,862	4,790.23	5196	4385	4,863	✓
2003	5,407	5,493.23	5738	5249	5,323	✓
2004	6,234	6,212.27	6457	5968	5,750	-
2005	6,886	6,919.78	7167	6673	5,952	-
2006	7,399	7,588.23	7812	7365	6,561	-
2007	8,319	8,190.06	8398	7982	7,119	-
2009	8,943	8,697.71	8921	8474	7,352	-
2009	9,194	9,083.63	9330	8837	7,502	-
2010	9,042	9,320.27	9565	9076		
2011	9,236	9,380.08	9624	9136		
2012	9,389	9,235.51	9641	8830		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

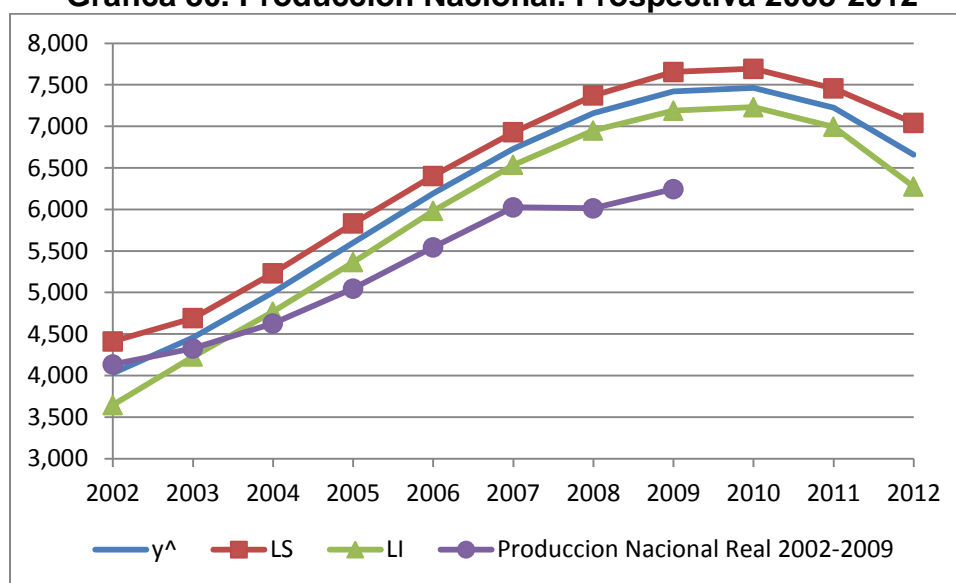
La oferta total proyectada estuvo impulsada por una producción nacional que mantendría sus niveles, sobre todo en el gas asociado, así como también de importaciones cada vez mayores, debido a la instalación de infraestructura para importar GNL.

En la realidad la producción nacional tuvo una menor participación a la pronosticada, ya que principalmente la producción esperada por el descubrimiento de nuevos yacimientos, fue mínima, además la aportación de los CSM fue menor a la esperada.

Las importaciones se mantuvieron en un nivel por debajo del pronosticado, ya que la demanda nacional fue menor a lo que se había previsto.

Como se observa en la tabla y en la gráfica de la sección superior, solo la oferta total del año 2002 y 2003 estuvieron dentro del intervalo de confianza, debido a esto, se puede concluir con una certeza del 95% que el modelo utilizado en este periodo para pronosticar la oferta total, no se considera como confiable para poder representar la realidad.

Gráfica 80. Producción Nacional. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 68. Producción Nacional. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002 a 2009	Dentro de límites
2002	4,134	4,028	4,411	3,645	4,134	✓
2003	4,380	4,459	4,690	4,229	4,326	✓
2004	4,816	5,001	5,231	4,770	4,626	-
2005	5,730	5,597	5,830	5,363	5,046	-
2006	6,091	6,192	6,403	5,981	5,543	-
2007	6,817	6,731	6,928	6,535	6,025	-
2008	7,331	7,160	7,371	6,949	6,014	-
2009	7,520	7,422	7,655	7,189	6,244	-
2010	7,254	7,462	7,693	7,231		
2011	7,037	7,225	7,456	6,995		
2012	6,823	6,656	7,039	6,273		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

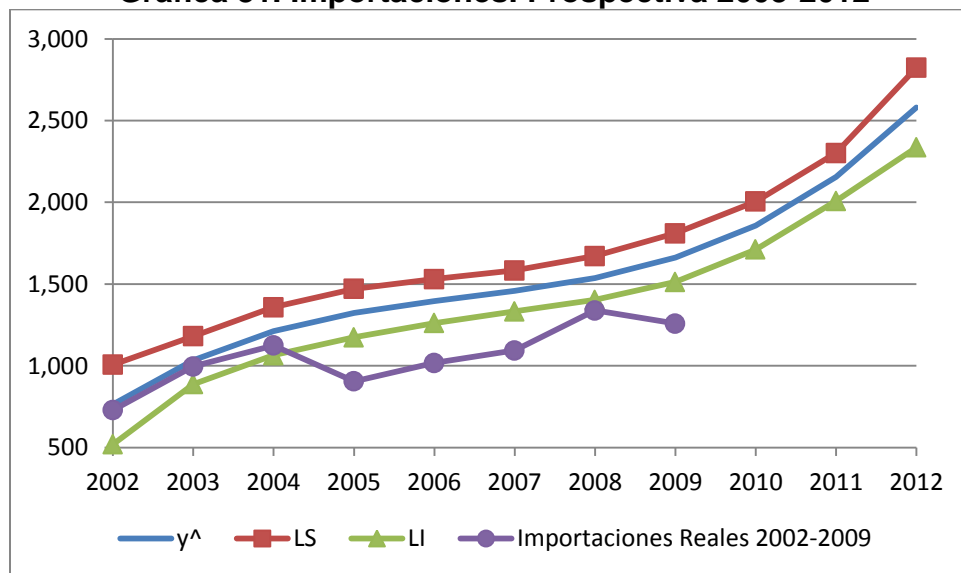
La producción nacional proyectada en este periodo, estuvo marcada por un crecimiento constante, a finales de 2010 llegaría a su máxima producción, decayendo en el siguiente año debido a una disminución en las inversiones en exploración y producción.

En la realidad la producción nacional fue menor a la esperada, ya que disminuyeron en gran medida las expectativas de la aportación de los CSM y la producción de nuevos descubrimientos. Durante el periodo se mantuvo con mucho esfuerzo, un crecimiento constante para satisfacer las necesidades de la demanda nacional, así como para reducir la brecha de las importaciones, cada vez mayores.

La producción nacional real, solo se encontró dentro del intervalo de confianza para el año 2002 y 2003, lo que nos indica que este modelo no se considera confiable.

Importaciones

Gráfica 81. Importaciones. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 69. Importaciones. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002 a 2009	Dentro de límites
2002	729	763	1,007	519	729	✓
2003	1,027	1,034	1,181	887	996	✓
2004	1,418	1,211	1,358	1,065	1,124	✓
2005	1,156	1,323	1,471	1,174	905	-
2006	1,307	1,396	1,530	1,261	1,018	-
2007	1,501	1,458	1,583	1,333	1,094	-
2008	1,612	1,538	1,672	1,403	1,339	-
2009	1,674	1,662	1,810	1,513	1,258	-
2010	1,788	1,858	2,005	1,711		
2011	2,199	2,155	2,302	2,008		
2012	2,566	2,579	2,823	2,336		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

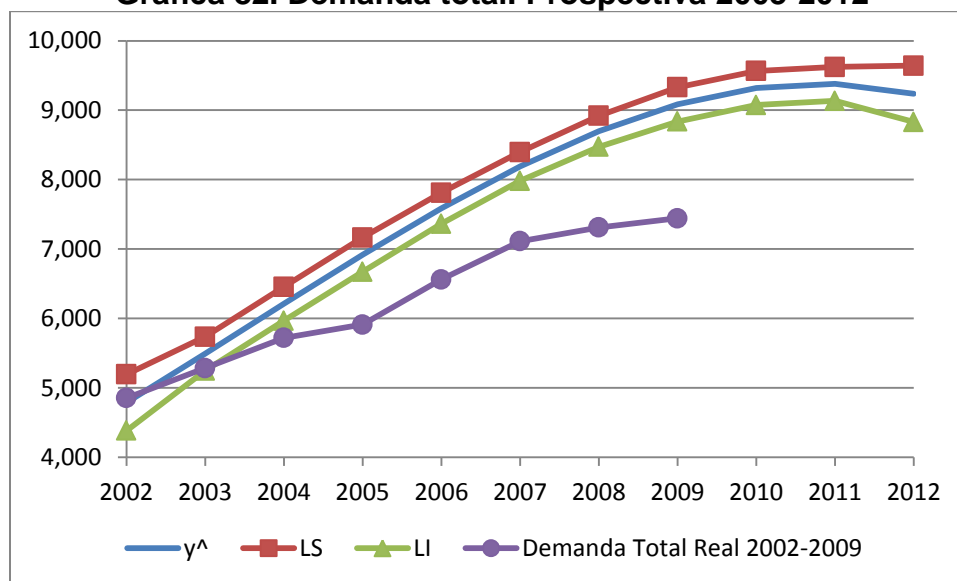
La tendencia y el aumento de las importaciones pronosticadas en este periodo, se debe principalmente a que la producción nacional no sería suficiente para poder satisfacer la demanda nacional, por lo cual se previó la construcción de infraestructura (gasoductos y plantas de regasificación de GNL) para poder cumplir con las necesidades de nuestro país en materia de gas natural.

En la realidad se importó menos gas del esperado, debido a un menor crecimiento del PIB en nuestra economía, que por ende, contrajo la demanda de gas natural.

En lo que respecta al intervalo de confianza, solo los años de 2002, 2003 y 2004, estuvieron dentro de los límites. Un total de 3 años de 8 pronosticados, lo cual nos da un porcentaje de 37.5% de efectividad, por lo cual este modelo utilizado se considera no confiable.

Demanda total

Gráfica 82. Demanda total. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 70. Demanda Total. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002 a 2009	Dentro de límites
2002	4,862	4,790	5,196	4,385	4,856	✓
2003	5,407	5,493	5,738	5,249	5,287	✓
2004	6,234	6,212	6,457	5,968	5,722	-
2005	6,886	6,920	7,167	6,673	5,914	-
2006	7,399	7,588	7,812	7,365	6,563	-
2007	8,319	8,190	8,398	7,982	7,114	-
2008	8,943	8,698	8,921	8,474	7,311	-
2009	9,194	9,084	9,330	8,837	7,444	-
2010	9,042	9,320	9,565	9,076		
2011	9,236	9,380	9,624	9,136		
2012	9,389	9,236	9,641	8,830		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La proyección de la demanda total estuvo impulsada principalmente por un fuerte crecimiento en el PIB, por lo tanto una mayor demanda nacional, dominada principalmente por un fuerte crecimiento en el sector eléctrico, y la

utilización del gas natural como autoconsumo y utilización en recirculaciones, en el sector petrolero, además se estimaba un fuerte y estable crecimiento del PIB industrial durante el periodo, lo que también impulsaría la demanda en el sector industrial.

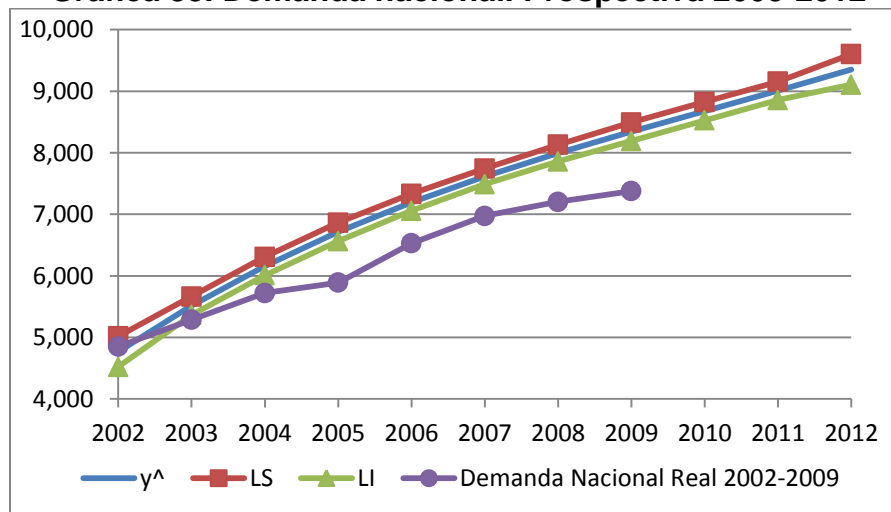
Debido a una mayor disposición de gas natural vía GNL, las exportaciones pronosticadas se elevaron a niveles considerables.

En la realidad el crecimiento del PIB en nuestro país, fue menor al pronosticado, lo cual afectó a la demanda nacional, colocándola en un crecimiento más modesto, pero sin dejar de ser importante, Donde fue más evidente la contracción fue en las exportaciones, ya que solo se exporto un nivel mínimo, por cuestiones de logística de PGPB.

Todo esto nos da como resultado, que solo los años 2002 y 2003 estuviesen dentro de los intervalos de confianza, lo que no indica que este modelo no es confiable, para asumir que sus predicciones se acercan a la realidad.

Demanda Nacional

Gráfica 83. Demanda nacional. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 71.Demanda Nacional. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002 a 2009	Dentro de límites
2002	4,855	4,769	5,017	4,521	4,851	✓
2003	5,365	5,516	5,665	5,366	5,287	-
2004	6,234	6,159	6,309	6,010	5,722	-
2005	6,577	6,714	6,866	6,563	5,890	-
2006	7,312	7,196	7,332	7,059	6,531	-
2007	7,647	7,618	7,745	7,490	6,975	-
2008	8,086	7,995	8,132	7,858	7,204	-
2009	8,306	8,343	8,494	8,192	7,377	-
2010	8,544	8,675	8,825	8,526		
2011	9,030	9,007	9,157	8,858		
2012	9389	\$9,353	\$9,602	\$9,105		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La demanda nacional proyectada en el periodo, se basa principalmente en los tres sectores más importantes: el eléctrico, petrolero e industrial.

Hasta el año 2007, el sector petrolero sería el más importante, sobre todo con su utilización en autoconsumos y en menor medida en recirculaciones. A partir del 2008, los planes se revierten y la generación de electricidad ocuparía la participación más importante, esto debido a la agresiva campaña para utilizar en mayor medida, tanto por parte de la CFE y de los PIEs, de plantas de ciclo combinado.

Para este periodo se pronosticó un crecimiento sostenido del PIB, lo que propicio se estimara que el sector industrial tuviera una participación más importante, cabe mencionar que este sector es el que más ligado está a las variaciones del PIB.

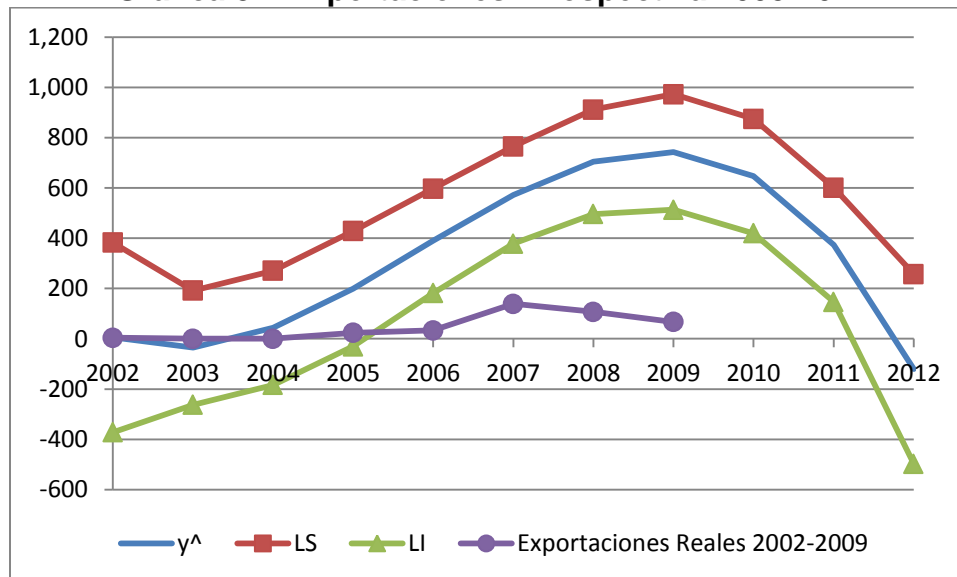
En la realidad el crecimiento del PIB fue menor al esperado, por lo cual se consumió menos gas natural en México, aunque a pesar de esto, se siga teniendo un consumo a la alza. Tanto el sector petrolero como eléctrico mantuvieron niveles de consumo similares a los proyectados, el sector que más

afecto a esta disminución en el consumo, fue el sector industrial ya que se estimaba que tendría una participación más importante, resultando ser mucho más modesta.

Solo el año 2002 estuvo dentro del intervalo de confianza, debido a esto se desecha este modelo, ya que no es confiable.

Exportaciones

Gráfica 84. Exportaciones. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 72. Exportaciones. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002 a 2009	Dentro de límites
2002	4	5	382	-372	4	✓
2003	0	-36	192	-263	0	✓
2004	0	43	271	-184	0	✓
2005	309	199	429	-31	24	✓
2006	87	389	597	181	33	-
2007	672	572	765	378	139	-
2008	856	704	912	496	107	-
2009	888	743	973	513	67	-
2010	498	647	874	420		
2011	206	374	601	146		
2012	0	-120	257	-497		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

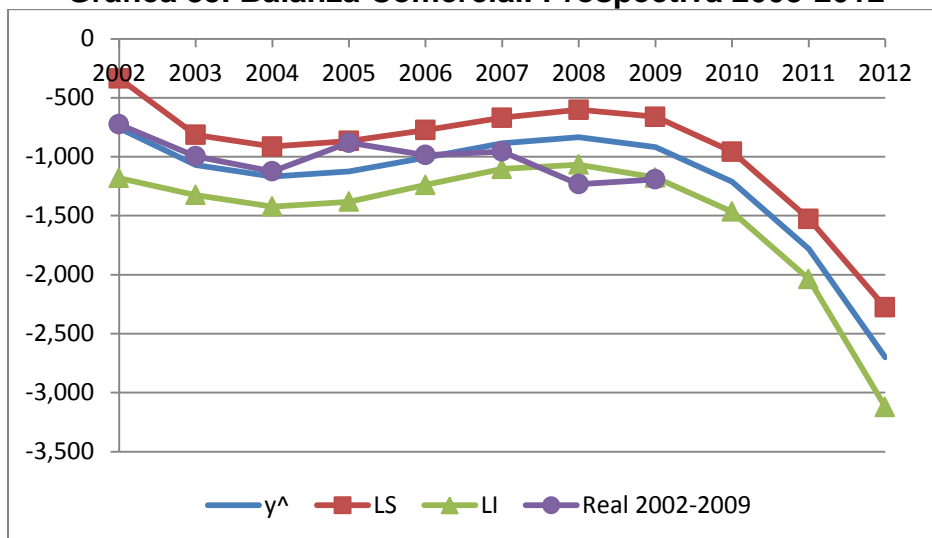
Las exportaciones proyectadas para este periodo fueron incrementándose conforme el periodo fue avanzando, llegando a su pico en 2009, ya que se esperaba una mayor disponibilidad de gas vía GNL, que pudiera ser exportado a los EUA vía Reynosa y Baja California.

En la realidad, las exportaciones fueron en gran medida, mucho menores que las proyectado, ya que nunca se tuvo esa disponibilidad suficiente de gas natural como para llevarse a cabo, los únicos niveles que México presenta en este rubro, es debido a cuestiones logísticas de PGPB, y no tanto porque se haya pretendido exportar ese cantidad tan pequeña.

Solo las exportaciones del año 2002 al 2005, cayeron dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un porcentaje de efectividad del 50%, debe reconocerse que ese promedio de efectividad ha sido el más alto de todos, a pesar de ello, no se considera un modelo confiable.

Balanza comercial

Gráfica 85. Balanza Comercial. Prospectiva 2003-2012



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 73. Balanza Comercial. Prospectiva 2003-2012

T	y	y^	LS	LI	Real 2002 a 2009	Dentro de límites
2002	-725	-758	-335	-1,181	-725	✓
2003	-1,027	-1,070	-815	-1,324	-996	✓
2004	-1,418	-1,168	-913	-1,423	-1,124	✓
2005	-847	-1,124	-866	-1,381	-881	✓
2006	-1,220	-1,007	-773	-1,240	-985	✓
2007	-829	-887	-670	-1,103	-955	✓
2008	-756	-834	-601	-1,067	-1,232	-
2009	-786	-919	-662	-1,176	-1,191	-
2010	-1,290	-1,211	-957	-1,466		
2011	-1,993	-1,782	-1,527	-2,036		
2012	-2,566	-2,700	-2,277	-3,122		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La balanza comercial proyectada resulta deficitaria en todo el periodo, se pensó que se iban a tener un nivel considerable de exportaciones, y así poder hacerle frente a las importaciones, las cuales seguirían creciendo a lo largo del periodo.

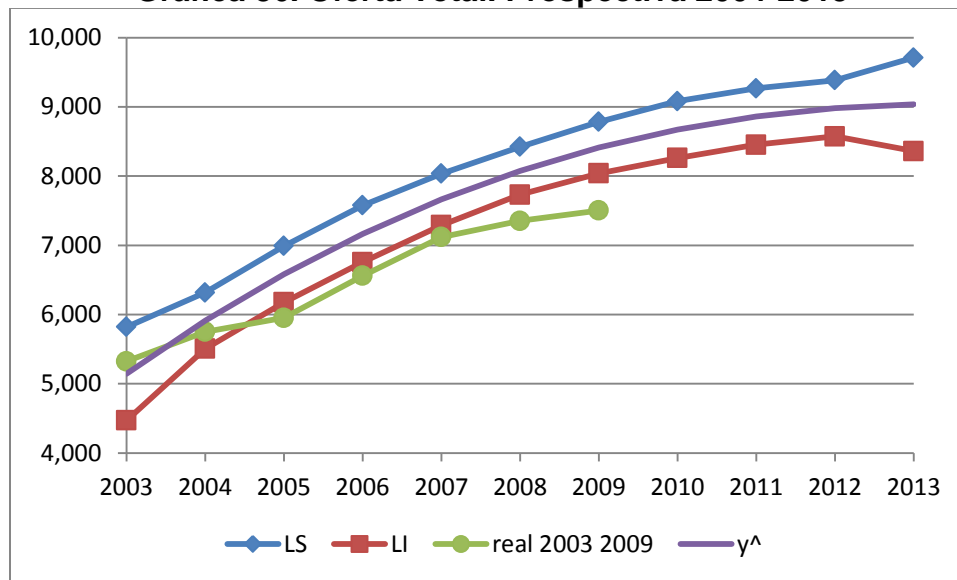
Lo que sucedió en la realidad fue que la balanza comercial fue mayor a la pronosticada, a pesar de que también las importaciones fueron menores, lo que más determinó que se ampliara el margen deficitario, fue que se exportó una pequeña cantidad y por cuestiones logísticas de PGPB.

La balanza comercial del 2002 al 2007 se encontró dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un 75% de confiabilidad, lo cual se acepta que este modelo es confiable para pronosticar la balanza comercial.

Prospectiva 2004-2013

Oferta total

Gráfica 86. Oferta Total. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 74. Oferta Total. Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 2009	Dentro de límites
2003	5,309	5,145.47	5820	4471	5,323	✓
2004	5,914	5,911.13	6317	5505	5,750	✓
2005	6,223	6,583.39	6990	6177	5,952	-
2006	6,932	7,165.89	7576	6756	6,561	-
2007	7,867	7,662.25	8034	7290	7,119	-
2008	8,405	8,076.11	8422	7731	7,352	-
2009	8,710	8,411.09	8783	8039	7,502	-
2010	8,594	8,670.83	9081	8260		
2011	8,476	8,858.94	9265	8453		
2012	8,766	8,979.07	9385	8573		
2013	9,303	9,034.84	9709	8360		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La oferta total proyectada estuvo impulsada por una producción nacional que mantendría sus niveles, declinando en el año 2010, así como también de importaciones cada vez mayores, debido a la instalación de infraestructura para importar GNL.

En la realidad la producción nacional tuvo una menor participación a la pronosticada, ya que principalmente la producción esperada por el descubrimiento de nuevos yacimientos, fue mínima, además la aportación de los CSM fue menor a la esperada.

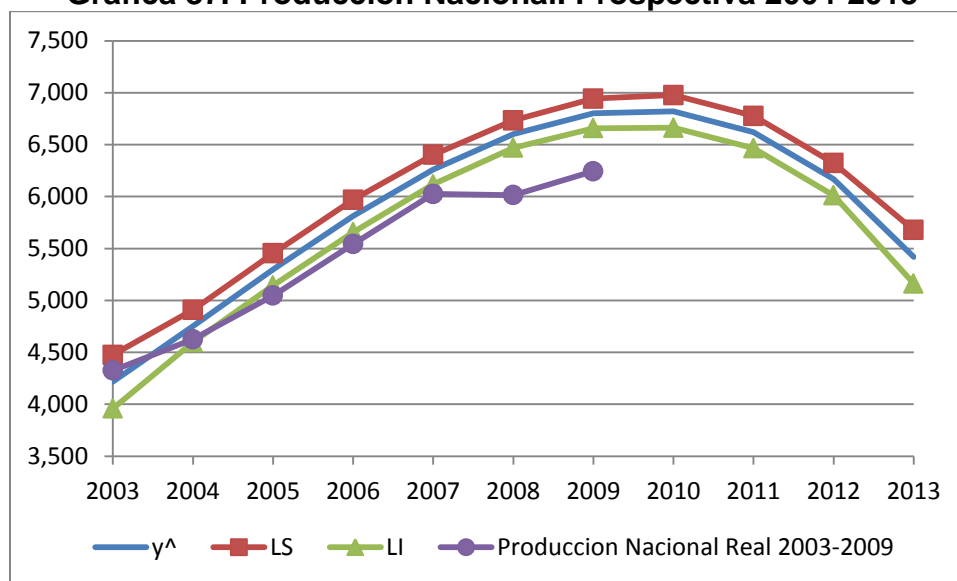
Las importaciones se mantuvieron en un nivel por debajo del pronosticado, ya que la demanda nacional fue menor a lo que se había previsto.

Como se observa en la tabla y en la gráfica de la sección superior, solo la oferta total del año 2003 y 2004 estuvieron dentro del intervalo de confianza.

Con base en estos resultados, se puede concluir con una certeza del 95% que el modelo utilizado en este periodo para pronosticar la oferta total, no se considera como confiable para poder representar la realidad.

Producción Nacional

Gráfica 87. Producción Nacional. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 75. Producción Nacional. Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 a 2009	Dentro de límites
2003	4,326	4,217	4,475	3,958	4,326	✓
2004	4,629	4,754	4,909	4,598	4,626	✓
2005	5,220	5,298	5,454	5,143	5,046	-
2006	5,809	5,813	5,970	5,656	5,543	-
2007	6,279	6,260	6,402	6,118	6,025	-
2008	6,693	6,602	6,734	6,469	6,014	-
2009	6,956	6,801	6,943	6,658	6,244	-
2010	6,771	6,819	6,977	6,662		
2011	6,474	6,621	6,776	6,465		
2012	6,094	6,167	6,322	6,011		
2013	5,519	5,420	5,678	5,162		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

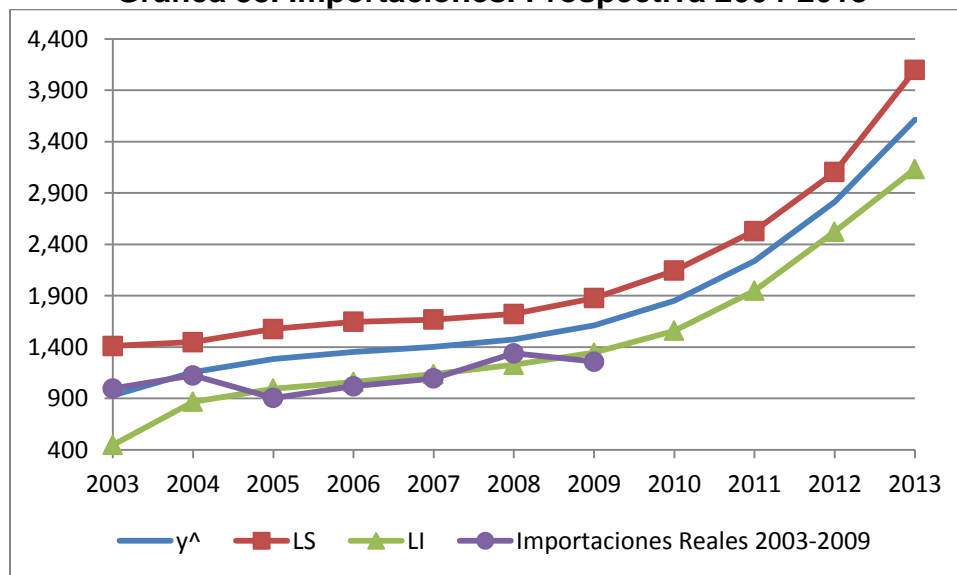
La producción nacional proyectada en este periodo, estuvo marcada por una un crecimiento constante, a finales de 2010 llegaría a su máxima producción, decayendo en el siguiente año debido a una disminución en las inversiones en exploración y producción.

En la realidad la producción nacional fue menor a la esperada, ya que disminuyeron en gran medida las expectativas de la aportación de los CSM y la producción de nuevos descubrimientos. Durante el periodo se mantuvo con mucho esfuerzo, un crecimiento constante para satisfacer las necesidades de la demanda nacional, así como para reducir la brecha de las importaciones, cada vez mayores.

La producción nacional real, solo se encontró dentro del intervalo de confianza para el año 2003 y 2004, lo que nos indica que este modelo no se considera confiable.

Importaciones

Gráfica 88. Importaciones. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 76. Importaciones. Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 a 2009	Dentro de límites
2003	983	929	1,411	447	996	✓
2004	1,285	1,157	1,448	867	1,124	✓
2005	1,003	1,285	1,575	995	905	-
2006	1,123	1,353	1,646	1,060	1,018	-
2007	1,588	1,403	1,668	1,137	1,094	-
2008	1,712	1,475	1,722	1,228	1,339	✓
2009	1,755	1,611	1,876	1,345	1,258	-
2010	1,823	1,852	2,145	1,558		
2011	2,002	2,239	2,529	1,948		
2012	2,672	2,813	3,103	2,522		
2013	3,784	3,615	4,097	3,133		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

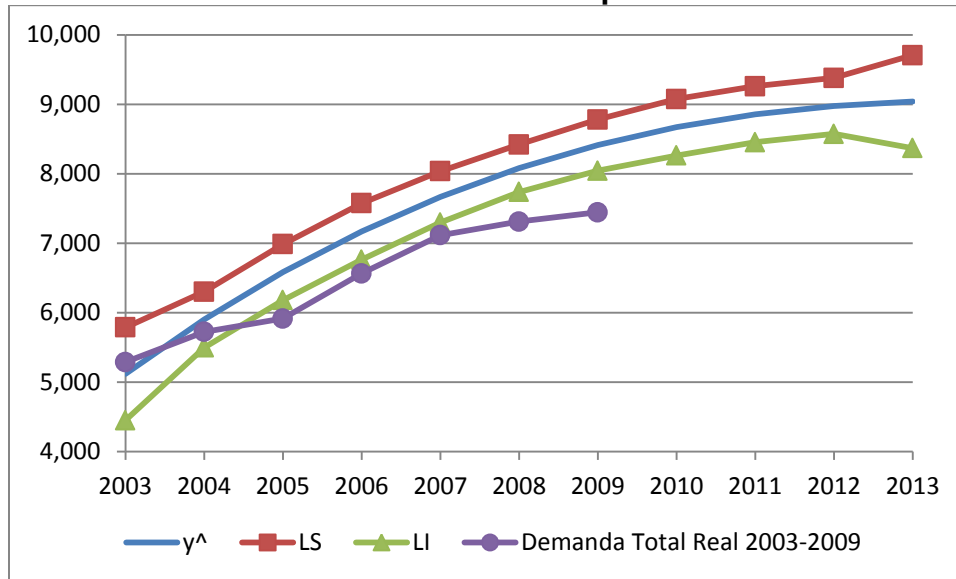
El aumento de las importaciones pronosticadas en este periodo, se debe principalmente a que conforme la inversión en exploración y producción fue siendo menor, las importaciones empezaron a crecer de manera considerable para poder satisfacer la demanda, por lo cual se previó la construcción de infraestructura (gasoductos y plantas de regasificación de GNL) para poder cumplir con las necesidades de nuestro país en materia de gas natural.

En la realidad se importó menos gas del esperado, debido a un menor crecimiento del PIB en nuestra economía, que por ende, contrajo la demanda de gas natural.

En lo que respecta al intervalo de confianza, solo los años de 2002, 2003 y 2008, estuvieron dentro de los límites. Un total de 3 años de 7 pronosticados, lo cual nos da un porcentaje de 42.8% de efectividad, por lo cual este modelo utilizado se considera no confiable.

Demanda total

Gráfica 89. Demanda Total. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 77. Demanda Total. Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 a 2009	Dentro de límites
2003	5,274	5,118	5,787	4,449	5,287	✓
2004	5,914	5,899	6,302	5,496	5,722	✓
2005	6,223	6,581	6,985	6,178	5,914	-
2006	6,932	7,169	7,576	6,762	6,563	-
2007	7,867	7,666	8,035	7,298	7,114	-
2008	8,405	8,079	8,422	7,736	7,311	-
2009	8,710	8,412	8,780	8,043	7,444	-
2010	8,594	8,669	9,076	8,262		
2011	8,476	8,856	9,259	8,453		
2012	8,766	8,977	9,380	8,574		
2013	9,303	9,038	9,707	8,369		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La proyección de la demanda total estuvo impulsada por una demanda nacional, dominada principalmente por un fuerte crecimiento en el sector eléctrico, y la utilización del gas natural como autoconsumo y utilización en recirculaciones, en

el sector petrolero, además se estimaba un fuerte y estable crecimiento del PIB durante el periodo, lo que también impulsó la demanda en el sector industrial.

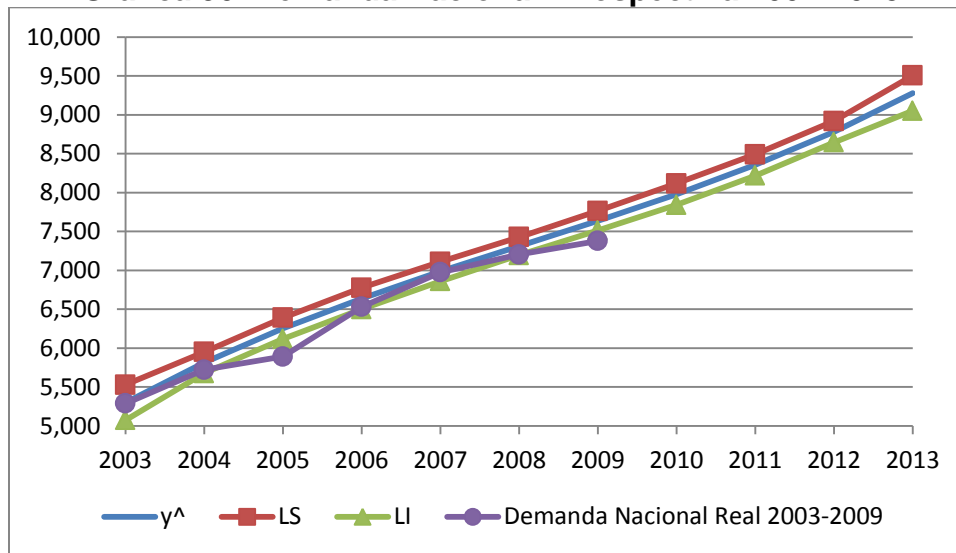
Debido a una mayor disposición de gas natural vía GNL, las exportaciones pronosticadas se elevarán a niveles considerables.

En la realidad el crecimiento del PIB en nuestro país, fue menor al pronosticado, lo cual afectó a la demanda nacional, colocándola con un crecimiento más modesto, pero sin dejar de ser importante, Donde fue más evidente la contracción fue en las exportaciones, ya que solo se exporto un nivel mínimo, por cuestiones de logística de PGPB.

Todo esto nos da como resultado, que solo los años 2003 y 2004 estuviesen dentro de los intervalos de confianza, lo que indica que este modelo no es confiable, como para asumir que sus predicciones se acercan a la realidad.

Demanda Nacional

Gráfica 90. Demanda Nacional. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 78. Demanda Nacional. Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 a 2009	Dentro de límites
2003	5,274	5,300	5,527	5,073	5,287	✓
2004	5,914	5,813	5,950	5,676	5,722	✓
2005	6,219	6,253	6,389	6,116	5,890	-
2006	6,489	6,637	6,775	6,499	6,531	✓
2007	6,974	6,984	7,109	6,859	6,975	✓
2008	7,518	7,312	7,428	7,195	7,204	✓
2009	7,616	7,637	7,762	7,512	7,377	-
2010	7,921	7,979	8,117	7,841		
2011	8,335	8,354	8,491	8,218		
2012	8,766	8,782	8,918	8,645		
2013	9303	9,278	9,505	9,051		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La demanda nacional proyectada para este periodo, se basa principalmente en los tres sectores más importantes, que son el eléctrico, petrolero e industrial.

Hasta el año 2007, el sector petrolero sería el más importante, sobre todo con su utilización en autoconsumos y en menor medida en recirculaciones. A partir del 2008, los planes se revierten y la generación de electricidad ocuparía la participación más importante, esto debido a la agresiva campaña para utilizar en mayor medida, tanto por parte de la CFE y de los PIEs, de la utilización plantas de ciclo combinado.

Para este periodo se pronosticó un crecimiento sostenido del PIB, lo que propicio se estimara que el sector industrial tuviera una participación más importante, cabe mencionar que este sector es el que más ligado está a las variaciones del PIB.

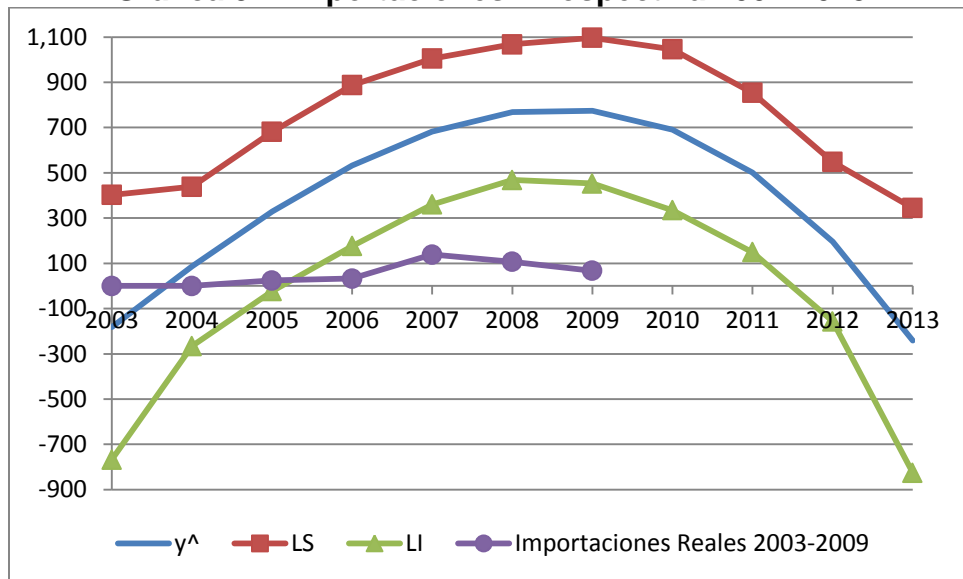
En la realidad el crecimiento del PIB fue menor al esperado, por lo cual se consumió menos gas natural en México, aunque a pesar de esto, se siga teniendo un consumo a la alza. Tanto el sector petrolero como eléctrico mantuvieron niveles de consumo similares a los proyectados, el sector que más afecto a esta disminución en el consumo, fue el sector industrial ya que se

estimaba que tendría una participación más importante, resultando ser mucho más modesta.

En los años 2003, 2004, 2006, 2007 y 2008 se encontraron dentro del intervalo de confianza, con una efectividad del 71.4%, debido a esto se acepta este modelo como confiable.

Exportaciones

Gráfica 91. Exportaciones. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 79. Exportaciones Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 a 2009	Dentro de límites
2003	0	-182	402	-767	0	✓
2004	0	86	439	-266	0	✓
2005	4	329	681	-23	24	✓
2006	443	532	888	176	33	-
2007	893	683	1,005	360	139	-
2008	888	768	1,068	468	107	-
2009	1,095	775	1,097	452	67	-
2010	673	690	1,046	334		
2011	141	502	854	149		
2012	0	196	548	-157		
2013	0	-241	344	-826		

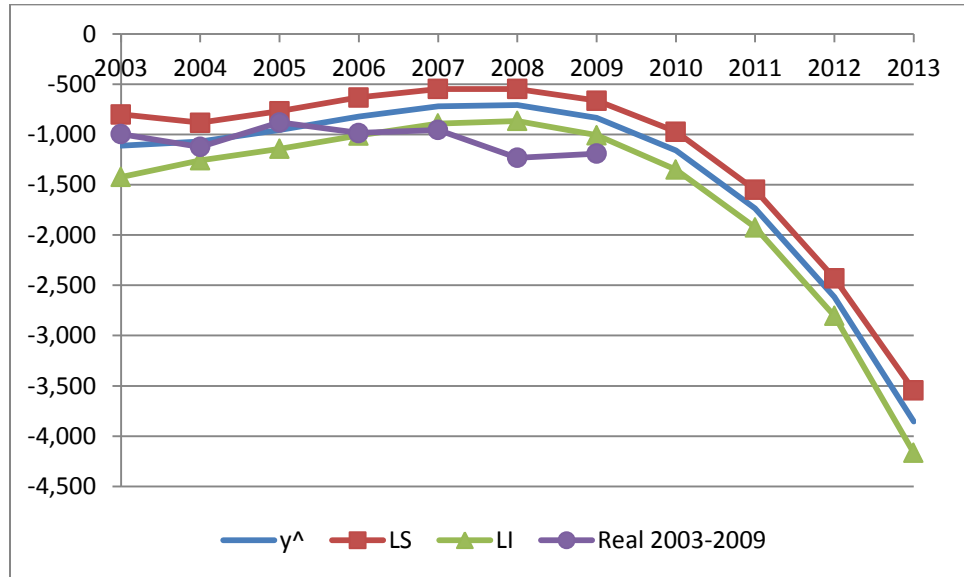
Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Las exportaciones proyectadas para este periodo fueron incrementándose conforme el periodo fue avanzando, llegando a su pico en 2009, ya que se esperaba una mayor disponibilidad de gas vía GNL, que pudiera ser exportado a los EUA vía Reynosa y Baja California.

En la realidad, las exportaciones fueron en gran medida, mucho menores que las proyectado, ya que nunca se tuvo esa disponibilidad suficiente de gas natural como para llevarse a cabo, los únicos niveles que México presenta en este rubro, es debido a cuestiones logísticas de PGPB, y no tanto porque se haya pretendido exportar ese cantidad tan pequeña.

Solo las exportaciones del 2003 al 2005, se encuentran dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un porcentaje de efectividad del 42.8%, por lo cual se desecha este modelo ya que no es confiable.

Gráfica 92. Balanza Comercial. Prospectiva 2004-2013



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 80. Balanza Comercial. Prospectiva 2004-2013

T	y	y^	LS	LI	Real 2003 a 2009	Dentro de límites
2003	-983	-1,111	-801	-1,422	-996	✓
2004	-1,285	-1,071	-884	-1,258	-1,124	✓
2005	-999	-956	-769	-1,143	-881	✓
2006	-680	-821	-632	-1,010	-985	✓
2007	-695	-720	-549	-891	-955	-
2008	-824	-707	-548	-866	-1,232	-
2009	-660	-836	-665	-1,007	-1,191	-
2010	-1,150	-1,161	-972	-1,350		
2011	-1,861	-1,737	-1,550	-1,924		
2012	-2,672	-2,617	-2,430	-2,804		
2013	-3,784	-3,856	-3,545	-4,166		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La balanza comercial proyectada resulta deficitaria en todo el periodo, se pensó que se iban a tener un nivel considerable de exportaciones, y así poder hacerle frente a las importaciones, las cuales seguirían creciendo a lo largo del periodo.

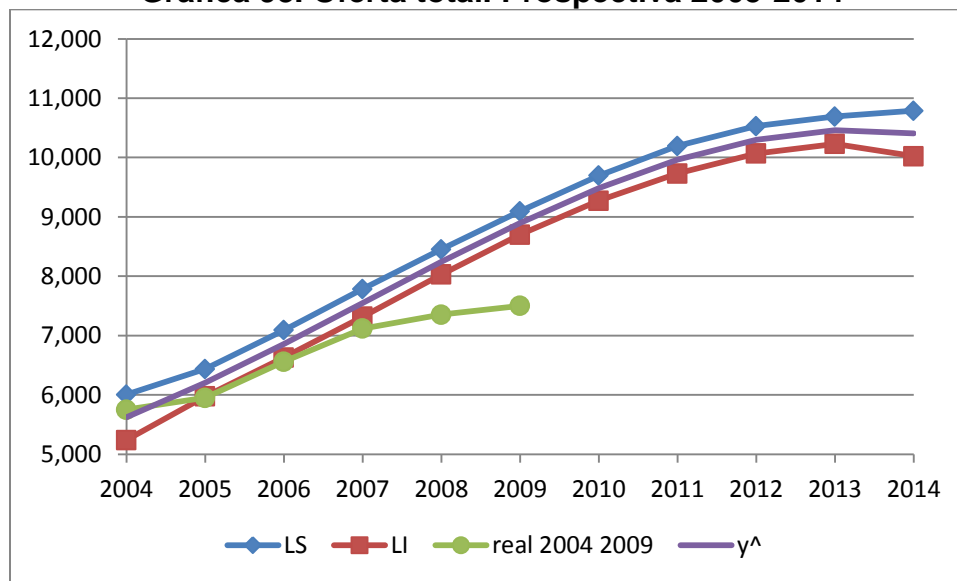
Lo que sucedió en la realidad fue que la balanza comercial fue mayor a la pronosticada, a pesar de que también las importaciones fueron menores, lo que más determinó que se ampliara el margen deficitario, fue que se exportó una pequeña cantidad y por cuestiones logísticas de PGPB.

La balanza comercial del 2003 al 2006 se encontraron dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un 57.1% de confiabilidad, lo cual se rechaza este modelo.

Prospectiva 2005-2014

Oferta total

Gráfica 93. Oferta total. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 81. Oferta Total. Prospectiva 2005-2014

t	y	y^	LS	LI	Real 2003 2009	Dentro de límites
2004	5,750	5,622.02	6005	5239	5,750	✓
2005	6,117	6,204.86	6435	5974	5,952	-
2006	6,666	6,859.56	7090	6629	6,561	-
2007	7,479	7,550.45	7783	7318	7,119	-
2008	8,376	8,241.90	8453	8031	7,352	-
2009	9,162	8,898.22	9094	8702	7,502	-
2010	9,555	9,483.78	9695	9273		
2011	9,721	9,962.90	10196	9730		
2012	10,273	10,299.94	10531	10069		
2013	10,390	10,459.24	10690	10229		
2014	10,499	10,405.13	10788	10022		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La oferta total proyectada estuvo impulsada por una producción nacional que mantendría sus niveles, declinando en el año 2013, así como también de importaciones cada vez mayores, debido a la instalación de infraestructura para importar GNL.

En la realidad la producción nacional tuvo una menor participación a la pronosticada, ya que principalmente la producción esperada por el descubrimiento de nuevos yacimientos, fue mínima, además la aportación de los CSM fue menor a la esperada.

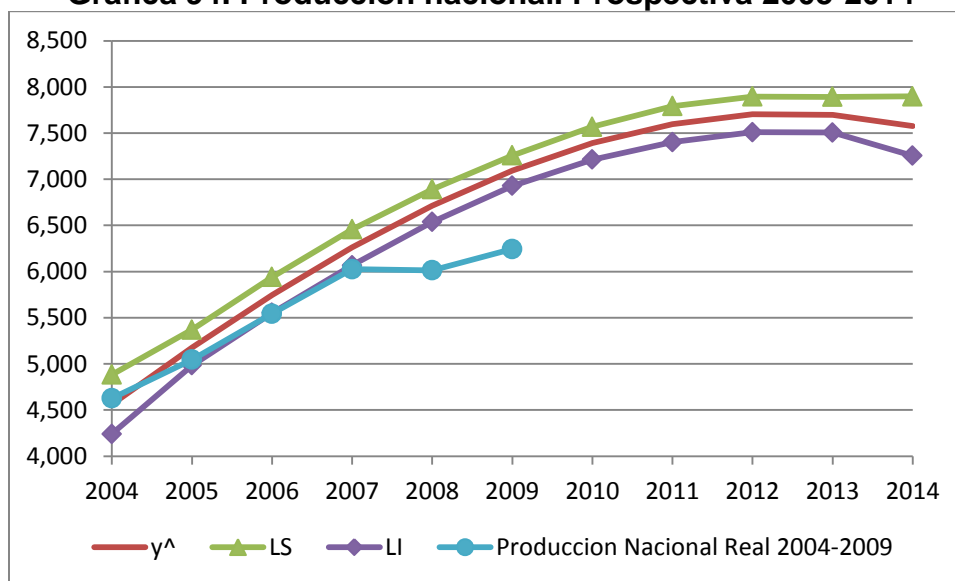
Las importaciones se mantuvieron en un nivel por debajo del pronosticado, ya que la demanda nacional fue menor a lo que se había previsto.

Como se observa en la tabla y en la gráfica de la sección superior, solo la oferta total del año 2004 se encontró dentro del intervalo de confianza.

Con base en estos resultados, se puede concluir con una certeza del 95% que el modelo utilizado en este periodo para pronosticar la oferta total, no se considera como confiable para poder representar la realidad.

Producción Nacional

Gráfica 94. Producción nacional. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 82. Producción Nacional Prospectiva 2005-2014

T	y	y^	LS	LI	Real 2004 a 2009	Dentro de límites
2004	4,626	4,561	4,883	4,240	4,626	✓
2005	5,185	5,177	5,370	4,983	5,046	✓
2006	5,631	5,746	5,940	5,553	5,543	-
2007	6,075	6,262	6,458	6,067	6,025	-
2008	6,825	6,714	6,891	6,537	6,014	-
2009	7,301	7,093	7,258	6,929	6,244	-
2010	7,469	7,391	7,568	7,214		
2011	7,553	7,597	7,793	7,402		
2012	7,582	7,703	7,896	7,509		
2013	7,570	7,699	7,893	7,506		
2014	7,704	7,577	7,898	7,255		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La producción nacional proyectada en este periodo, estuvo marcada por una un crecimiento constante, a finales de 2013 llegaría a su máxima producción,

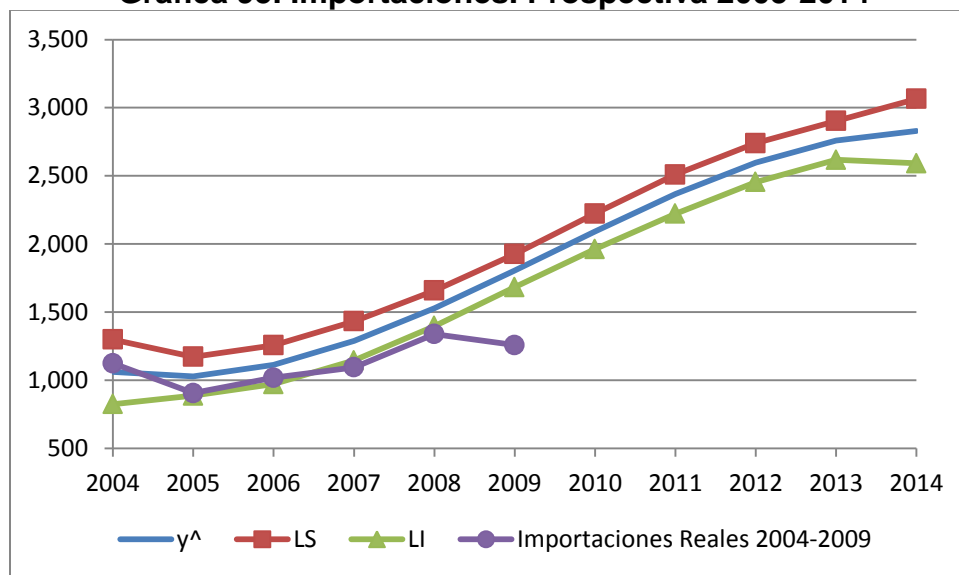
decaendo en el siguiente año debido a una disminución en las inversiones en exploración y producción.

En la realidad la producción nacional fue menor a la esperada, ya que disminuyeron en gran medida las expectativas de la aportación de los CSM y la producción de nuevos descubrimientos. Durante el periodo se mantuvo con mucho esfuerzo, un crecimiento constante para satisfacer las necesidades de la demanda nacional, así como para reducir la brecha de las importaciones, cada vez mayores.

La producción nacional real, solo se encontró dentro del intervalo de confianza para el año 2004 y 2005, lo que nos indica que este modelo no se considera confiable.

Importaciones

Gráfica 95. Importaciones. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 83. Importaciones. Prospectiva 2005-2014

T	y	y^	LS	LI	Real 2004 a 2009	Dentro de límites
2004	1,124	1,061	1,298	824	1,124	✓
2005	933	1,029	1,171	886	905	✓
2006	1,035	1,113	1,256	970	1,018	✓
2007	1,404	1,288	1,432	1,144	1,094	-
2008	1,550	1,528	1,658	1,397	1,339	-
2009	1,861	1,805	1,926	1,683	1,258	-
2010	2,086	2,093	2,223	1,962		
2011	2,168	2,366	2,510	2,222		
2012	2,691	2,597	2,740	2,454		
2013	2,820	2,760	2,903	2,617		
2014	2,795	2,829	3,065	2,592		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

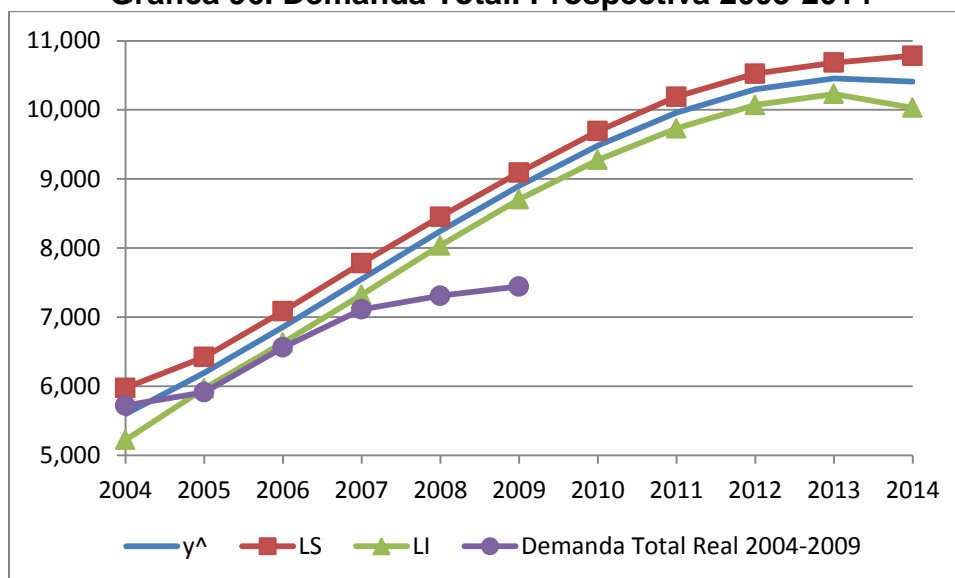
El aumento de las importaciones pronosticadas en este periodo, se debe principalmente a que se estimaba una mayor demanda, y no era posible cubrirla con la producción nacional, así, las importaciones empezaron a crecer de manera considerable, por lo cual se previó la construcción de infraestructura (gasoductos y plantas de regasificación de GNL) para poder cumplir con las necesidades de nuestro país en materia de gas natural.

En la realidad se importó menos gas del esperado, debido a un menor crecimiento del PIB en nuestra economía, que por ende, contrajo la demanda de gas natural.

En lo que respecta al intervalo de confianza, solo los años de 2004, 2005 y 2006, estuvieron dentro de los límites. Un total de 3 años de 6 pronosticados, lo cual nos da un porcentaje de 50% de efectividad, por lo cual este modelo utilizado se considera no confiable.

Demanda total

Gráfica 96. Demanda Total. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 84. Demanda Total. Prospectiva 2005-2014

T	y	y^	LS	LI	Real 2004 a 2009	Dentro de límites
2004	5,722	5,600	5,977	5,223	5,722	✓
2005	6,117	6,195	6,423	5,968	5,914	-
2006	6,666	6,858	7,085	6,631	6,563	-
2007	7,479	7,553	7,782	7,323	7,114	-
2008	8,376	8,245	8,453	8,037	7,311	-
2009	9,162	8,901	9,094	8,707	7,444	-
2010	9,555	9,484	9,692	9,276		
2011	9,721	9,961	10,191	9,732		
2012	10,273	10,297	10,524	10,070		
2013	10,390	10,458	10,685	10,231		
2014	10,499	10,407	10,784	10,031		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La proyección de la demanda total estuvo impulsada por una demanda nacional, dominada principalmente por un fuerte crecimiento en el sector eléctrico, y la utilización del gas natural como autoconsumo y utilización en recirculaciones, en

el sector petrolero, además se estimaba un fuerte y estable crecimiento del PIB durante el periodo, lo que también impulsó la demanda en el sector industrial.

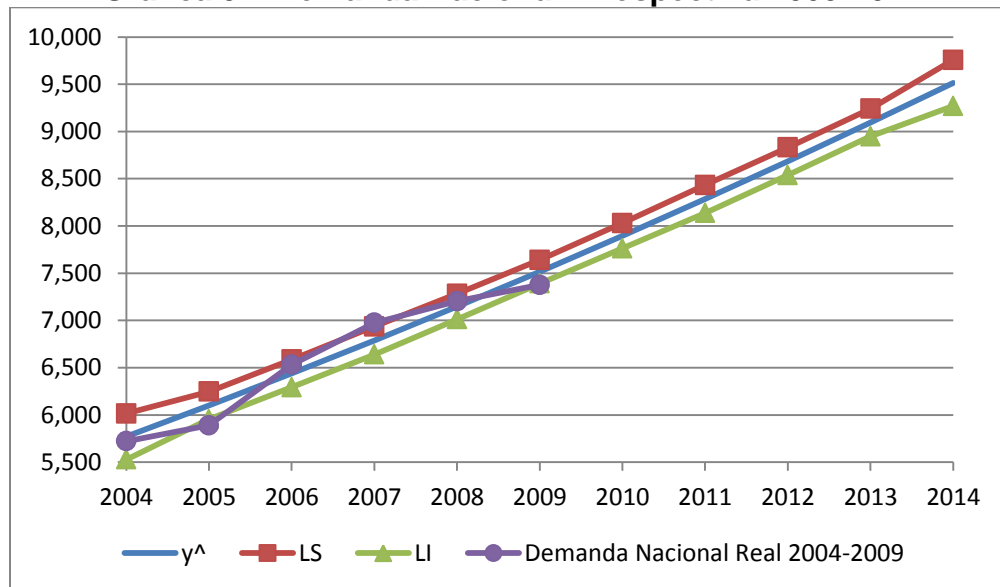
Debido a una mayor disposición de gas natural vía GNL, las exportaciones pronosticadas se elevarán a niveles considerables.

En la realidad el crecimiento del PIB en nuestro país, fue menor al pronosticado, lo cual afectó a la demanda nacional, colocándola con un crecimiento más modesto, pero sin dejar de ser importante, Donde fue más evidente la contracción fue en las exportaciones, ya que solo se exporto un nivel mínimo, por cuestiones de logística de PGPB.

Todo esto nos da como resultado, que solo el año 2004 estuvo dentro del intervalo de confianza, lo que indica que este modelo no es confiable, como para asumir que sus predicciones se acercan a la realidad.

Demanda Nacional

Gráfica 97. Demanda Nacional. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 85. Demanda Nacional. Prospectiva 2005-2014

T	Y	y^	LS	LI	Real 2004 a 2009	Dentro de límites
2004	5,722	5,772	6,015	5,529	5,722	✓
2005	6,110	6,100	6,247	5,954	5,890	-
2006	6,659	6,439	6,585	6,292	6,531	✓
2007	6,618	6,788	6,936	6,640	6,975	-
2008	7,053	7,147	7,281	7,013	7,204	✓
2009	7,580	7,516	7,641	7,392	7,377	-
2010	7,906	7,896	8,030	7,762		
2011	8,286	8,285	8,433	8,137		
2012	8,699	8,685	8,831	8,538		
2013	9,110	9,094	9,241	8,948		
2014	9493	9,513	9,757	9,270		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La demanda nacional proyectada para este periodo, se basa principalmente en los tres sectores más importantes, que son el eléctrico, petrolero e industrial.

Hasta el año 2009, el sector petrolero sería el más importante, sobre todo con su utilización en autoconsumos y en menor medida en recirculaciones. A partir del 2010, los planes se revierten y la generación de electricidad ocuparía la participación más importante, esto debido a la agresiva campaña para utilizar en mayor medida, tanto por parte de la CFE y de los PIEs, de la utilización plantas de ciclo combinado.

Para este periodo se pronosticó un crecimiento sostenido del PIB, lo que propicio se estimara que el sector industrial tuviera una participación más importante, cabe mencionar que este sector es el que más ligado está a las variaciones del PIB.

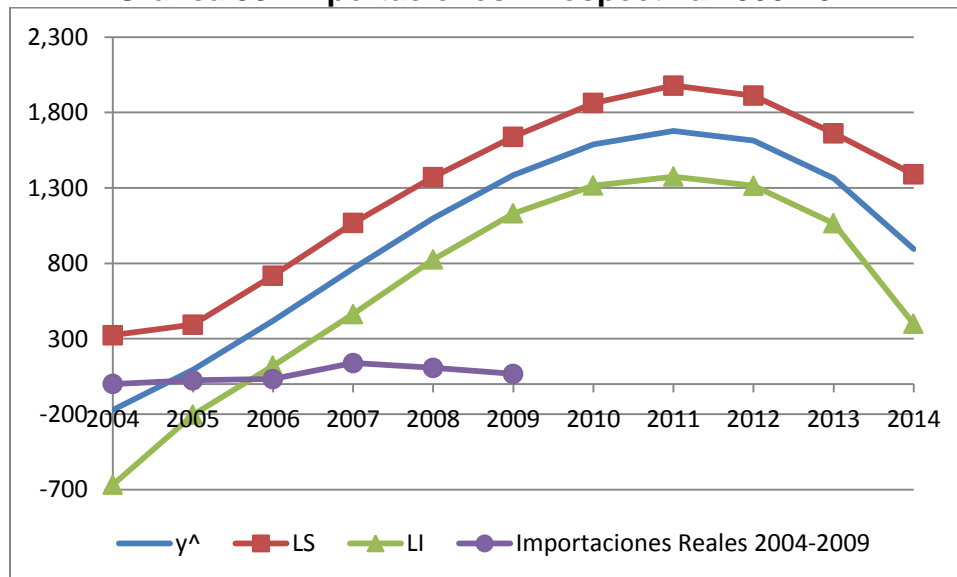
En la realidad el crecimiento del PIB fue menor al esperado, pero a pesar de ello se consumió una cantidad muy similar a la proyectada, y se siga teniendo un consumo a la alza. Tanto el sector petrolero como eléctrico mantuvieron niveles de consumo similares a los proyectados, el sector que más afecto a esta

disminución en el consumo, fue el sector industrial ya que se estimaba que tendría una participación más importante, resultando ser mucho más modesta.

En los años 2004, 2006 y 2008 se encontraron dentro del intervalo de confianza, con una efectividad del 50%%, debido a esto se rechaza este modelo ya que no es confiable.

Exportaciones

Gráfica 98. Exportaciones. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 86. Exportaciones. Prospectiva 2005-2014

T	y	y^	LS	LI	Real 2004 a 2009	Dentro de límites
2004	0	-172	324	-668	0	✓
2005	7	95	394	-203	24	✓
2006	7	419	718	121	33	-
2007	861	765	1,067	464	139	-
2008	1,323	1,098	1,372	825	107	-
2009	1,583	1,385	1,639	1,131	67	-
2010	1,650	1,589	1,862	1,316		
2011	1,435	1,677	1,978	1,375		
2012	1,574	1,613	1,912	1,315		
2013	1,281	1,364	1,662	1,065		
2014	1,006	894	1,390	399		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

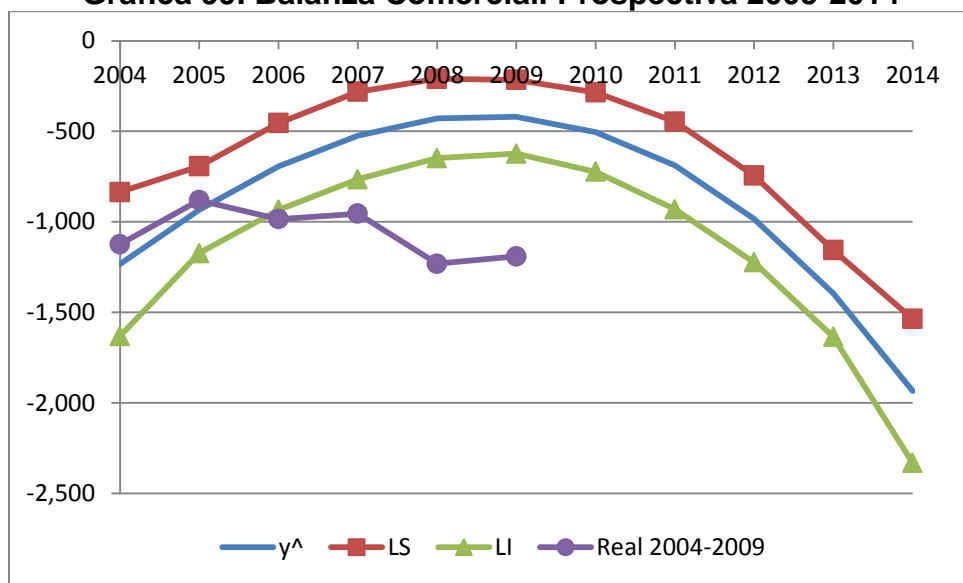
Las exportaciones proyectadas para este periodo fueron incrementándose conforme el periodo fue avanzando, llegando a su pico en 2011, ya que se esperaba una mayor disponibilidad de gas vía GNL, que pudiera ser exportado a los EUA vía Reynosa y Baja California.

En la realidad, las exportaciones fueron en gran medida, mucho menores que las proyectado, ya que nunca se tuvo esa disponibilidad suficiente de gas natural como para llevarse a cabo, los únicos niveles que México presenta en este rubro, es debido a cuestiones logísticas de PGPB, y no tanto porque se haya pretendido exportar ese cantidad tan pequeña.

Solo las exportaciones del 2004 y 2005, se encuentran dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un porcentaje de efectividad del 33.3%, por lo cual se desecha este modelo ya que no es confiable.

Balanza comercial

Gráfica 99. Balanza Comercial. Prospectiva 2005-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 87. Balanza Comercial. Prospectiva 2005-2014

T	y	y^	LS	LI	Real 2004 a 2009	Dentro de límites
2004	-1,124	-1,233	-835	-1,631	-1,124	✓
2005	-926	-933	-694	-1,173	-881	✓
2006	-1,028	-694	-454	-934	-985	-
2007	-543	-523	-281	-765	-955	-
2008	-227	-429	-210	-648	-1,232	-
2009	-278	-420	-216	-624	-1,191	-
2010	-436	-504	-285	-723		
2011	-733	-689	-447	-931		
2012	-1,117	-984	-744	-1,223		
2013	-1,539	-1,396	-1,156	-1,636		
2014	-1,789	-1,934	-1,536	-2,332		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La balanza comercial proyectada resulta deficitaria en todo el periodo, se pensó que se iban a tener un nivel considerable de exportaciones, y así poder hacerle frente a las importaciones, las cuales seguirían creciendo a lo largo del periodo.

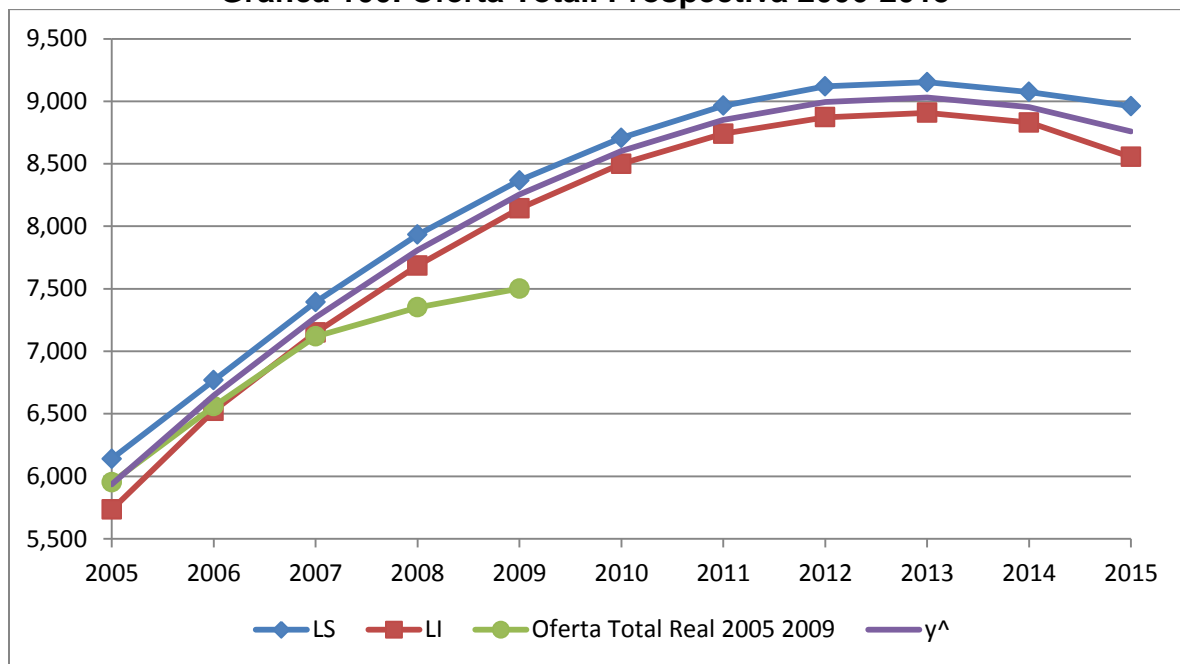
Lo que sucedió en la realidad fue que la balanza comercial fue mayor a la pronosticada, a pesar de que también las importaciones fueron menores, lo que determino en gran medida que se ampliara el margen deficitario, fue que se exporto una pequeña cantidad por cuestiones logísticas de PGPB.

La balanza comercial del 2004 al 2005 se encontraron dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un 33.3% de confiabilidad, lo cual se rechaza este modelo.

Prospectiva 2006-2015

Oferta total

Gráfica 100. Oferta Total. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 88. Oferta Total. Prospectiva 2006-2015

t	y	y^	LS	LI	Real 2003 2009	Dentro de límites
2005	5,952	5,936.55	6139	5734	5,952	✓
2006	6,630	6,646.34	6769	6524	6,561	✓
2007	7,293	7,272.07	7394	7150	7,119	-
2008	7,773	7,809.61	7933	7686	7,352	-
2009	8,239	8,254.85	8367	8143	7,502	-
2010	8,530	8,603.69	8708	8500		
2011	9,001	8,852.01	8964	8740		
2012	9,081	8,995.69	9119	8872		
2013	8,931	9,030.63	9153	8908		
2014	8,845	8,952.72	9075	8830		
2015	8,837	8,757.84	8961	8555		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La oferta total proyectada estuvo impulsada por una producción nacional que mantendría sus niveles, declinando en el año 2013, así como también de importaciones cada vez mayores, debido a la instalación de infraestructura para importar GNL.

En la realidad la producción nacional tuvo una menor participación a la pronosticada, ya que principalmente la producción esperada por el descubrimiento de nuevos yacimientos, fue mínima, además la aportación de los CSM fue menor a la esperada.

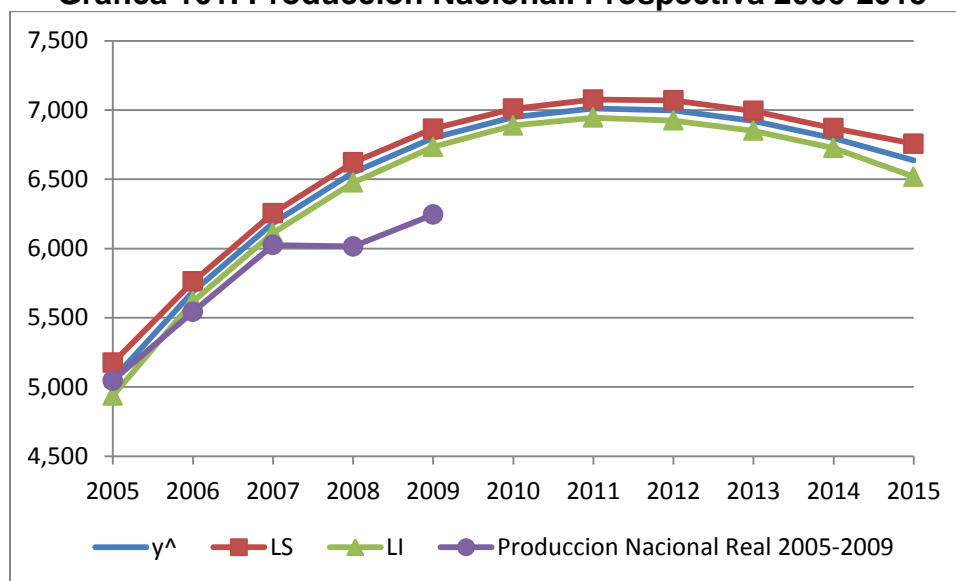
Las importaciones se mantuvieron en un nivel por debajo del pronosticado, ya que la demanda nacional fue menor a lo que se había previsto.

Como se observa en la tabla y en la gráfica de la sección superior, solo la oferta total del año 2005 y 2006 se encontraron dentro del intervalo de confianza.

Con base en estos resultados, se puede concluir con una certeza del 95% que el modelo utilizado en este periodo para pronosticar la oferta total, no se considera como confiable para poder representar la realidad.

Producción Nacional

Gráfica 101. Producción Nacional. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 89. Producción Nacional. Prospectiva 2006-2015

T	y	y^	LS	LI	Real 2005 a 2009	Dentro de límites
2005	5,046	5,055	5,174	4,937	5,046	✓
2006	5,682	5,690	5,761	5,618	5,543	-
2007	6,267	6,183	6,255	6,111	6,025	-
2008	6,483	6,548	6,621	6,476	6,014	-
2009	6,737	6,799	6,865	6,734	6,244	-
2010	6,993	6,949	7,010	6,888		
2011	7,049	7,010	7,076	6,945		
2012	7,010	6,997	7,069	6,924		
2013	6,866	6,921	6,993	6,850		
2014	6,816	6,797	6,869	6,726		
2015	6,639	6,638	6,757	6,519		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

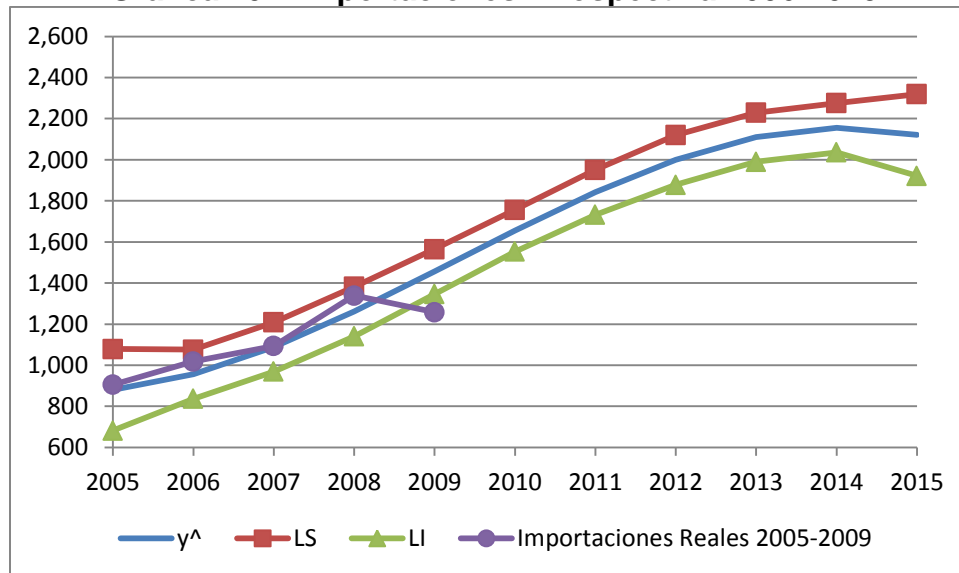
La producción nacional proyectada en este periodo, estuvo marcada por una un crecimiento constante, a finales de 2011 llegaría a su máxima producción, decayendo en el siguiente año. Además en esta prospectiva, se esperaba que el 77.6% de la producción futura dependiera de proyectos de explotación.

En la realidad la producción nacional fue menor a la esperada, ya que disminuyeron en gran medida las expectativas de la aportación de los CSM. Durante el periodo se mantuvo con mucho esfuerzo, un crecimiento constante para satisfacer las necesidades de la demanda nacional, así como para reducir la brecha de las importaciones, cada vez mayores.

La producción nacional real, solo se encontró dentro del intervalo de confianza para el año 2005, lo que nos indica que este modelo no se considera confiable.

Importaciones

Gráfica 102. Importaciones. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 90. Importaciones. Prospectiva 2006-2015

T	y	y^	LS	LI	Real 2005 a 2009	Dentro de límites
2005	905	880	1,079	682	905	✓
2006	948	956	1,076	837	1,018	✓
2007	1,026	1,089	1,209	969	1,094	✓
2008	1,290	1,261	1,382	1,140	1,339	✓
2009	1,502	1,456	1,565	1,346	1,258	-
2010	1,537	1,655	1,757	1,553		
2011	1,952	1,842	1,951	1,732		
2012	2,071	1,999	2,120	1,878		
2013	2,065	2,110	2,229	1,990		
2014	2,030	2,156	2,276	2,036		
2015	2,198	2,121	2,319	1,922		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

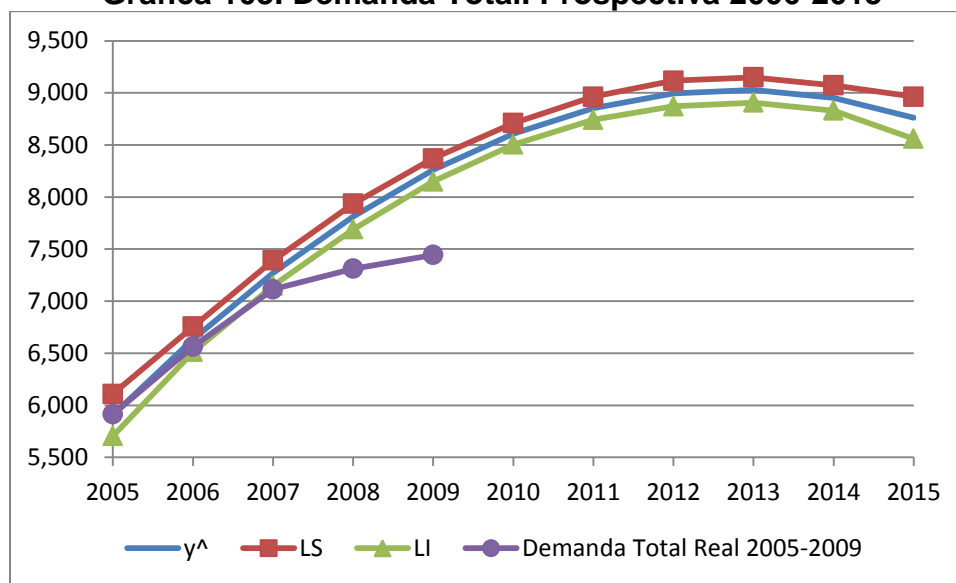
El aumento de las importaciones pronosticadas en este periodo, se debe principalmente a que se estimaba una mayor demanda, y no era posible cubrirla con la producción nacional, así, las importaciones empezaron a crecer de manera considerable, por lo cual se previó la construcción de infraestructura (gasoductos y plantas de regasificación de GNL) para poder cumplir con las necesidades de nuestro país en materia de gas natural.

En la realidad, en los primeros años se importó una cantidad muy similar de gas natural al proyectado, posteriormente en el último año, comienza a alejarse de lo proyectado.

En lo que respecta al intervalo de confianza, solo los años de 2005, 2006, 2007 y 2008, estuvieron dentro de los límites. Un total de 4 años de 5 pronosticados, lo cual nos da un porcentaje de 80% de efectividad, por lo cual este modelo se acepta ya que es considerado como confiable.

Demanda total

Gráfica 103. Demanda Total. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 91. Demanda Total. Prospectiva 2006-2015

T	y	y^	LS	LI	Real 2005 a 2009	Dentro de límites
2005	5,914	5,907	6,108	5,705	5,914	✓
2006	6,630	6,634	6,755	6,512	6,563	✓
2007	7,293	7,270	7,391	7,149	7,114	-
2008	7,773	7,813	7,935	7,690	7,311	-
2009	8,239	8,259	8,370	8,148	7,444	-
2010	8,530	8,607	8,710	8,504		
2011	9,001	8,853	8,964	8,741		
2012	9,081	8,994	9,116	8,871		
2013	8,931	9,027	9,149	8,906		
2014	8,845	8,951	9,072	8,829		
2015	8,837	8,761	8,963	8,559		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La proyección de la demanda total estuvo impulsada por una demanda nacional, dominada principalmente por un fuerte crecimiento en el sector eléctrico, y la utilización del gas natural como autoconsumo y utilización en recirculaciones, en

el sector petrolero, además se estimaba un estable crecimiento en el PIB durante el periodo, lo que también impulsó la demanda en el sector industrial.

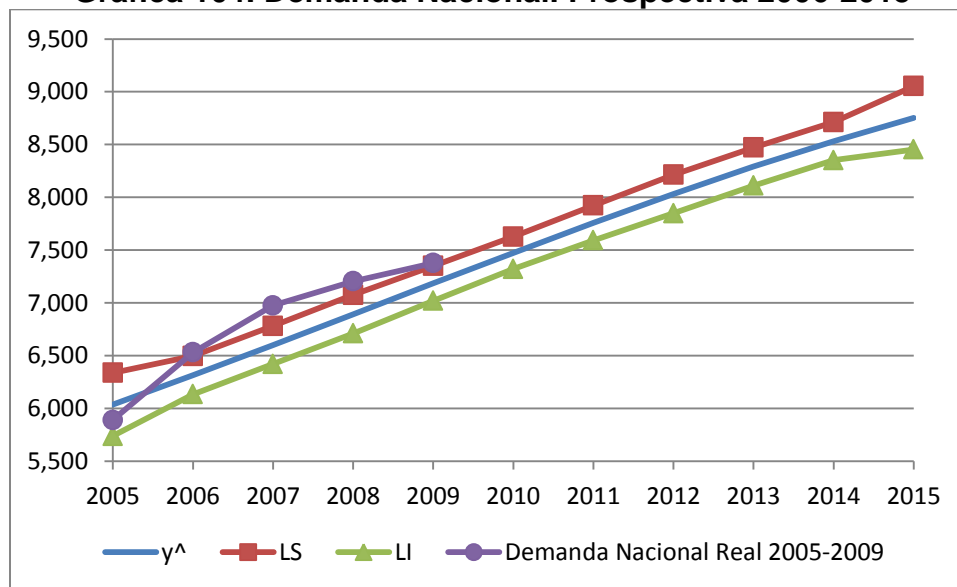
Debido a una mayor disposición de gas natural vía GNL, las exportaciones pronosticadas se elevarán a niveles considerables.

En la realidad el crecimiento del PIB en nuestro país, fue menor al pronosticado, lo cual afectó a la demanda nacional, colocándola con un crecimiento más modesto, pero sin dejar de ser importante, Donde fue más evidente la contracción fue en las exportaciones, ya que solo se exportó un nivel mínimo, por cuestiones de logística de PGPB.

Todo esto nos da como resultado, que solo los años 2005 y 2006 estuvieran dentro del intervalo de confianza, lo que indica que este modelo no es confiable, como para asumir que sus predicciones se acercan a la realidad.

Demanda Nacional

Gráfica 104. Demanda Nacional. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 92. Demanda Nacional. Prospectiva 2006-2015

T	y	y^	LS	LI	Real 2005 a 2009	Dentro de límites
2005	5,890	6,037	6,337	5,738	5,890	✓
2006	6,549	6,315	6,495	6,134	6,531	-
2007	6,666	6,601	6,782	6,420	6,975	-
2008	6,729	6,892	7,075	6,710	7,204	-
2009	7,225	7,184	7,350	7,019	7,377	-
2010	7,434	7,474	7,628	7,320		
2011	7,677	7,758	7,923	7,592		
2012	8,030	8,031	8,213	7,849		
2013	8,377	8,291	8,471	8,110		
2014	8,630	8,533	8,713	8,352		
2015	8,662	8,753	9,053	8,454		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La demanda nacional proyectada para este periodo, se basa principalmente en los tres sectores más importantes, que son el eléctrico, petrolero e industrial.

Hasta el año 2010, el sector petrolero sería el más importante, sobre todo con su utilización en autoconsumos y recirculaciones. A partir del 2011, los planes se revierten y la generación de electricidad ocuparía la participación más importante, esto debido a la agresiva campaña para utilizar en mayor medida, tanto por parte de la CFE y de los PIEs, de la utilización plantas de ciclo combinado.

Para este periodo se pronosticó un crecimiento sostenido del PIB, lo que propicio se estimara que el sector industrial tuviera una participación más importante, cabe mencionar que este sector es el que más ligado está a las variaciones del PIB.

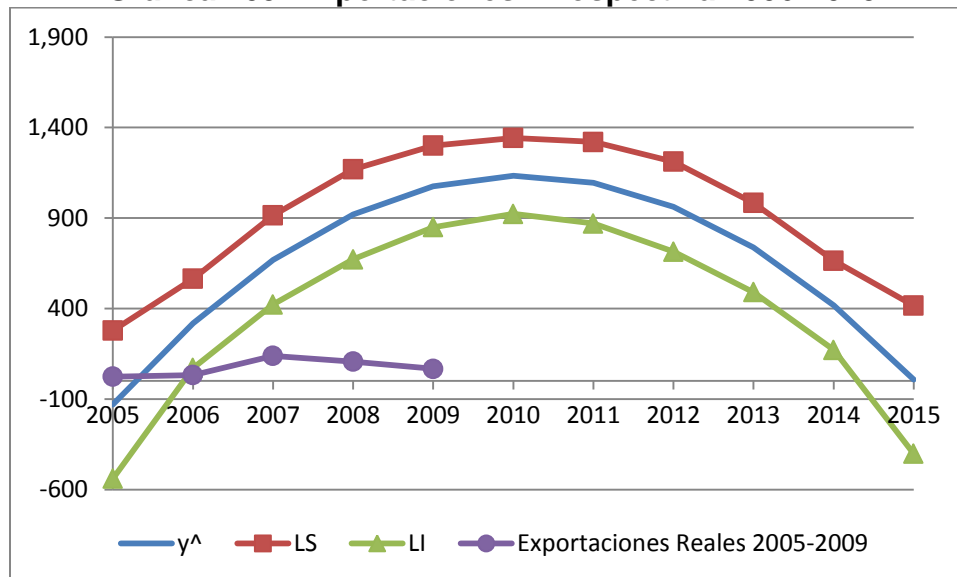
En la realidad el crecimiento del PIB fue menor al esperado, pero a pesar de ello se consumió una cantidad ligeramente mayor a la proyectada. Tanto el sector petrolero como eléctrico mantuvieron niveles de consumo similares a los proyectados, el sector que más afecto a esta disminución en el consumo, fue el

sector industrial ya que se estimaba que tendría una participación más importante, resultando ser mucho más modesta.

Solo el año 2005, se encontró dentro del intervalo de confianza, con una efectividad del 20%, debido a esto se rechaza este modelo ya que no es confiable.

Exportaciones

Gráfica 105. Exportaciones. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 93. Exportaciones. Prospectiva 2006-2015

T	y	y^	LS	LI	Real 2005 a 2009	Dentro de límites
2005	24	-131	278	-540	24	✓
2006	81	319	565	72	33	-
2007	627	669	915	422	139	-
2008	1,043	921	1,170	672	107	-
2009	1,014	1,075	1,301	849	67	-
2010	1,097	1,133	1,343	923		
2011	1,324	1,095	1,321	870		
2012	1,052	963	1,212	714		
2013	554	737	983	491		
2014	215	418	665	172		
2015	175	7	417	-402		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

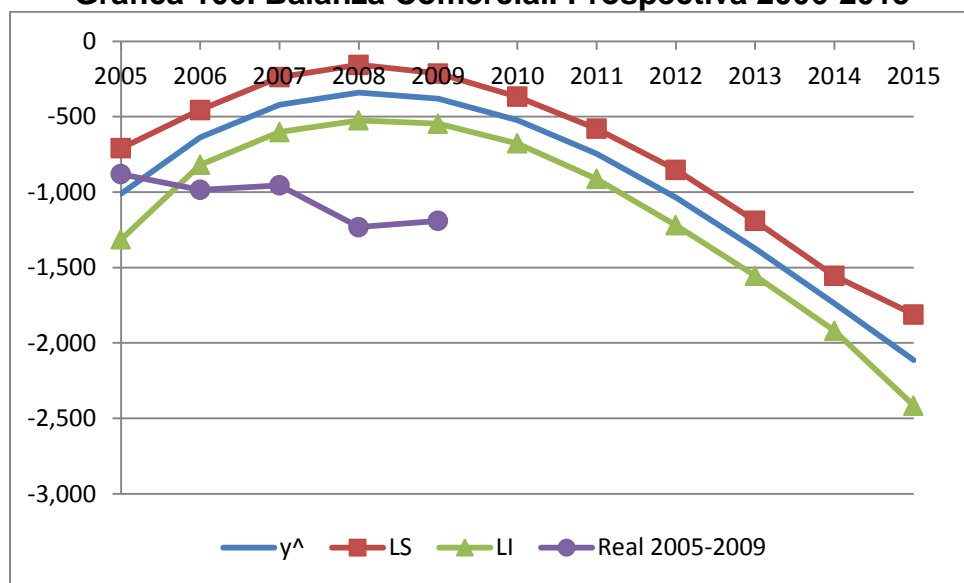
Las exportaciones proyectadas para este periodo fueron incrementándose conforme el periodo fue avanzando, llegando a su pico en 2010, ya que se esperaba una mayor disponibilidad de gas vía GNL, que pudiera ser exportado a los EUA vía Reynosa y Baja California.

En la realidad, las exportaciones fueron en gran medida, mucho menores que las proyectado, ya que nunca se tuvo esa disponibilidad suficiente de gas natural como para llevarse a cabo, los únicos niveles que México presenta en este rubro, es debido a cuestiones logísticas de PGPB, y no tanto porque se haya pretendido exportar ese cantidad tan pequeña.

Solo las exportaciones del 2005, se encuentran dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un porcentaje de efectividad del 20%, por lo cual se desecha este modelo ya que no es confiable.

Balanza comercial

Gráfica 106. Balanza Comercial. Prospectiva 2006-2015



Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

Tabla 94. Balanza Comercial. Prospectiva 2006-2015

T	y	y^	LS	LI	Real 2005 a 2009	Dentro de límites
2005	-881	-1,011	-709	-1,313	-881	✓
2006	-867	-638	-456	-820	-985	-
2007	-399	-420	-238	-602	-955	-
2008	-247	-341	-157	-524	-1,232	-
2009	-488	-381	-214	-547	-1,191	-
2010	-440	-522	-367	-677		
2011	-628	-746	-580	-913		
2012	-1,019	-1,036	-852	-1,220		
2013	-1,511	-1,372	-1,190	-1,554		
2014	-1,815	-1,738	-1,556	-1,919		
2015	-2,023	-2,113	-1,811	-2,415		

Fuente: Elaboración propia con datos de las prospectivas del mercado de gas natural de la SENER de varios años.

La balanza comercial proyectada resulta deficitaria en todo el periodo, se pensó que se iban a tener un nivel considerable de exportaciones, y así poder hacerle frente a las importaciones, las cuales seguirían creciendo a lo largo del periodo.

Lo que sucedió en la realidad fue que la balanza comercial fue mayor a la pronosticada, a pesar de que también las importaciones fueron menores, lo que determino en gran medida que se ampliara el margen deficitario, fue que se exporto una pequeña cantidad por cuestiones logísticas de PGPB.

Solo la balanza comercial del 2005 se encontró dentro del intervalo de confianza, lo que nos da un 20% de confiabilidad, lo cual se rechaza este modelo.

4.3. Conclusiones

La energía en el presente se ha convertido en un pilar para el desarrollo de los países, no hay área en la sociedad que esté exenta de usar energía. De aquí su importancia para que un país cuente con los recursos energéticos suficientes y fiables para su diario progreso.

Actualmente el gas natural ocupa un lugar entre los tres primeros combustibles utilizados para la generación de energía primaria. Por sus características, representa una excelente opción para satisfacer las necesidades energéticas ya que se encuentra abundantemente a nivel mundial inclusive sus reservas son más grandes que las del petróleo, lo cual lo está convirtiendo en el energético a utilizar, además de ser más amigable con el medio ambiente, al no emitir tantos contaminantes como las otras fuentes de energía convencionales.

Hoy en día el mercado se está renovando para proveer de más infraestructura necesaria para la comercialización de GNL y así facilitar el comercio global de este energético. En el futuro, a 2030, se estima que el gas natural podría superar al carbón como el segundo combustible de mayor importancia para el uso de energía primaria.

En México el gas natural ocupa una posición muy importante como combustible el 45.4% por el sector petrolero (26.2% gas combustible y materia prima y 19.2% de gas seco utilizado en bombeo neumático) además de un 38.8% para la generación de electricidad.

Según la prospectiva del sector energético 2009-2024 se contempla que siga aumentando el consumo de energía eléctrica, así como también el uso de gas natural para generarla.

Por ello se necesita tener una planeación adecuada de las utilizaciones del gas natural, ya sea para el uso del sector petrolero, generación de electricidad, industrial y doméstico.

La SENER, realiza año con año las prospectivas del mercado del gas natural, para tener una mejor visión a largo plazo sobre la expansión de esta industria en México.

Uno de los factores que más afectaron en las proyecciones fueron los pronósticos utilizados al estimar el PIB, ya que en todas las prospectivas, auguraban un crecimiento más positivo, lo cual contrastó con un menor crecimiento en la realidad.

El aumento pronosticado en el PIB, afectó principalmente la demanda del gas natural, se pensó que se iba a consumir más gas de lo que fue realmente, es por ello que los resultados de la mayoría de las prospectivas resultan inflados.

Al proyectarse un mayor consumo, por consiguiente, se pronosticó un aumento en la producción nacional. En este rubro se contempló que la producción futura iba a estar sostenida en su mayoría por la explotación en nuevos descubrimientos, lo cual nunca sucedió porque no se invirtió lo suficiente en exploración. Además se pensaba una mayor producción derivado de los Contratos de Servicios Múltiples, con la cual se buscaba reducir las importaciones. Dichos contratos nunca llegaron a aportar la participación esperada, lo cual disminuyó la producción nacional y aumentaron las importaciones.

También al pronosticarse un mayor consumo, se determinó que la producción nacional iba a ser insuficiente para satisfacer la demanda, por lo cual las importaciones pronosticadas aumentaron, para la cual se planeó la construcción de infraestructura para importar gas natural, principalmente vía GNL, en realidad

se importó menos gas del pronosticado debido a que el consumo total fue menor.

Al estimarse una mayor disponibilidad de gas natural principalmente GNL, se pensó que se podría exportar a los Estados Unidos, lo cual resultó ser un rotundo revés, porque en la realidad nunca se presentó tal disponibilidad, la mayoría de la oferta se utilizó para satisfacer la demanda nacional, el bajo nivel de exportaciones fue debido por cuestiones logísticas de PGPB.

Mediante el análisis estadístico aplicado a las prospectivas y debido a las diferencias, de las variables pronosticadas y los valores reales, el 94% de las proyecciones analizadas, cae fuera de los intervalos de confianza, por lo cual son consideradas como modelos no confiables. Lo cual nos demuestra que la planeación estratégica que está realizando la SENER, no es la adecuada para el país.

Se recomienda que se cuente con una mayor sensibilidad al momento de estimar el crecimiento del PIB, ya que este, es la mayor variable que afecta a los pronósticos, por lo cual, determinar un plausible y viable crecimiento económico, es vital para efectuar proyecciones más apegadas a la realidad.

Otra recomendación es, replantear la política actual en la expansión del servicio eléctrico con base en la utilización de plantas de ciclo combinado, que actualmente se está impulsando. Se deben crear alternativas en los combustibles y limitar su uso para la generación de energía eléctrica.

México está siendo cada vez más dependiente del gas natural, por lo cual en lugar de invertir en infraestructura para la importación, se debe de invertir en exploración, para poder encontrar nuevas reservas y aumentar la producción. Ligado a esto, se encuentra el marco legal de PEMEX, específicamente la recaudación de impuestos a la que es sometida la empresa más grande de

México, ya que actualmente de cada peso que recibe hacienda, 30 centavos provienen de la paraestatal. Este esquema de recaudación, es el que en gran medida impide que Petróleos Mexicanos pueda contar con más recursos y así poder invertir en nuevos proyectos de exploración, así como en mejores técnicas para poder optimizar y maximizar la extracción de este hidrocarburo.

Se deben de limitar las importaciones, ya que las provenientes de Estados Unidos, se corre el riesgo de importar gas natural caro, ya que el precio de referencia del sur de Texas, por el cual está regido el precio de nuestro país, es un mercado muy volátil y uno de los más caros del mundo. Además las importaciones vía GNL, es un gas caro debido a los procesos de condensación, transporte y regasificación, lo cual puede repercutir en un aumento en la inflación más puntualmente, en aumento en los precios de la generación de electricidad. Esto dependiendo si el precio del gas en el mercado internacional, se ubicara por encima de 4 dólares el mbtu.

En comparación con las potencias mundiales, estas al no contar con los recursos energéticos, son capaces de invadir otros países con tal de obtenerlos, por el contrario, ¿Que hace México si tiene déficit de gas natural?, la respuesta debido a las planeación actual en nuestro país, exporta.

Una clara evidencia de ello, está en la nueva prospectiva 2010-2025, que muestra resultados más irreales, proyectando que se va a exportar en 1,731 mpcd en 2017. ¿Cómo se pretende exportar esa cantidad, si el país es deficitario? Son las incoherencias que no se explican cómo es posible que se tenga una planeación tan deficiente.

Es imprudente que México, siga con este esquema de uso indiscriminado y mal planeado en cuestión de gas natural, sobre todo en la generación de electricidad, no es sensato el ritmo de utilización de este hidrocarburo en nuestro país. Una mayor dependencia del gas nos hace más vulnerables

México posee importantes reservas de gas natural. Sin embargo, estas reservas son insuficientes para cubrir la demanda nacional. Con una relación de reservas/producción para 8.2 años, es preocupante para nuestro país, y para nuestros dirigentes, revertir esta situación imperante. Se deben realizar políticas de estado, para la adecuada planeación estratégica de los recursos de nuestro país, logrando la seguridad energética. No solo para beneficiar a un grupo nacional o intereses extranjeros, sino, que beneficie a todo México y a todos los mexicanos.

4.3. Bibliografía

V Seminario de Reguladores Iberoamericanos de Energías. La Antigua, septiembre 2008.

Comisión Federal de Electricidad <http://www.cfe.gob.mx/>

Comisión Reguladora de Energía <http://www.cre.gob.mx/>

Energy Information Administration U.S. Coal Supply and Demand: 2008 review.

Energy Information Administration, Natural Gas Year-In Review 2008,

GARCÍA Reyes Miguel “El nuevo orden petrolero global”. Centro de Investigaciones Geopolíticas en Energía y Medio Ambiente, 1998, México.

GARCÍA Reyes Miguel “La nueva revolución energética”. Garcia Goldman-Koronovsky editores. 2007, México

Instituto Mexicano del Petróleo <http://www.imp.mx/>

International Energy Outlook 2009, EIA <http://www.eia.doe.gov/>

Key World Energy Statics 2009, OECD <http://www.oecd.org/>

Las reservas de hidrocarburos de México, PEMEX Exploración y Producción, varios años. <http://www.pemex.com/>

Liberación de la Industria del Gas natural, Serie propuestas, No 30, Bancomer 2003.

MARTINEZ Salinas Daniel. Gas Natural, ¿Detonador del desarrollo industrial en México caso del litoral del pacifico?, Tesis de Maestría, México, IPN;

Natural Gas <http://www.naturalgas.org/>

Outlook for Energy A view to 2030. ExxonMobil <http://www.corp.exxonmobil.com/>

PEMEX Exploración y Producción <http://www.pep.pemex.com/>

PEMEX Gas y Petroquímica Básica <http://www.gas.pemex.com/>

SENER, Balance Nacional de Energía 2008 <http://www.sener.gob.mx/>

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2002-2011

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2003-2012

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2004-2013

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2005-2014

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2006-2015

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2007-2016

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2008-2017

SENER, Prospectiva del mercado de Gas Natural 2009-2024

Sistema de Información Energética <http://sie.energia.gob.mx/>

Statistical Review of World Energy 2009, BP <http://www.bp.com/>

Principales Indicadores Económicos 1994-2009. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, Cámara de Diputados. <http://www.cefp.gob.mx/>

World Energy Outlook 2009, IEA, <http://www.iea.org/>

World Oil Outlook 2009, OPEP, <http://www.opec.org/>