



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**EVALUACION DE RIESGOS DE LA POLITICA
DE EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO
NACIONAL A PARTIR DE GAS NATURAL**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

ENERGIA – ECONOMIA DE LA ENERGIA

P R E S E N T A :

ENARES SEVERIANO NAVARRETE



TUTOR:

DRA. ELIZABETH MAR JUAREZ

2007

JURADO ASIGNADO:

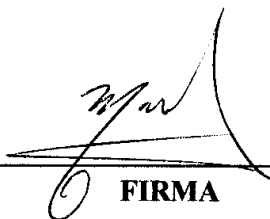
Presidente: ING. JACINTO VIQUEIRA LANDA
Secretario: DRA. ELIZABETH MAR JUAREZ
Vocal: DR. JUAN JOSE AMBRIZ GARCIA
1^{er} Suplente: DR. GERARDO SERRATO ANGELES
2^{do} Suplente: M. EN C. ODON DE BUEN RODRIGUEZ

Lugar o lugares donde se realizó la tesis:

MEXICO, D. F.

TUTOR DE TESIS:

DRA. ELIZABETH MAR JUAREZ


FIRMA

AGRADECIMIENTOS

A Bèbe y Kike.

INDICE

INTRODUCCION	6
CAPÍTULO 1. CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS REGIONALES DE GAS NATURAL.	
a. Antecedentes.	8
b. Reservas mundiales probadas de gas natural seco.	9
c. Distribución regional del gas natural.	9
d. Producción de gas natural.	11
e. Consumo regional de gas natural seco.	12
f. Balance producción - consumo del gas natural seco.	14
g. Comercio internacional de gas natural.	14
• América del Norte	17
h. Precios internacionales del gas natural.	17
i. Conclusiones.	19
CAPÍTULO 2. EL GAS NATURAL EN MEXICO, UN PANORAMA GENERAL.	
a. Antecedentes.	21
b. Marco institucional en torno al gas natural.	22
• Antecedentes.	22
• La función de la CRE.	23
• Nichos de oportunidad hacia el futuro.	25
c. Oferta y demanda de gas natural en México.	26
• Demanda de gas natural en México.	30
○ Demanda regional.	30
○ Demanda por sectores.	31
○ Sector eléctrico.	32
d. Capacidad del sistema de transporte de gas natural.	34
e. Consumo de gas natural.	36
f. Importaciones de gas natural.	37
• Importaciones por región.	40
g. Gas natural licuado.	41
h. Estructura física del sistema.	42
i. Transporte de gas natural.	42
j. Estaciones de compresión.	45
k. Zonas geográficas de distribución.	46
l. Puntos de interconexión.	47
m. Almacenamiento.	47
n. Seguridad.	48
o. Terrorismo.	49
p. Conclusiones.	49

CAPITULO 3. PROSPECTIVA DE GAS NATURAL EN MEXICO.

a. Antecedentes.	52
b. Proyecciones oficiales 2000 – 2009.	53
c. Escenario de demanda base.	55
d. Escenario de demanda alta.	59
e. Demanda del sector industrial.	61
f. Demanda del sector eléctrico.	62
g. Conclusiones.	64

CAPITULO 4. EVALUACION DE RIESGOS DEL USO EXTENDIDO DE GAS NATURAL EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

a. Antecedentes.	67
b. Marco de referencia de los escenarios.	68
c. Desarrollo de escenarios.	69
d. Herramienta para la Modelación de Escenarios.	70
e. Resultados.	72
• Escenarios base.	72
• Escenarios Alternativos.	77
• Escenario 1: Switcheo de ciclos combinados.	77
• Escenario 2: Expansión de Programas de Ahorro y Uso Eficiente de Energía.	81
• Escenario 3: Expansión de Generación Eléctrica con Base en Renovables.	85
• Escenario 4: Expansión de Generación Eléctrica usando Centrales Nucleares.	88
f. Resumen	91
g. Conclusiones.	92

CONCLUSIONES GENERALES	93
------------------------	----

BIBLIOGRAFIA	96
--------------	----

INTRODUCCION

El gas natural tiene una posición estratégica en la economía nacional. En las últimas décadas se ha impulsado su consumo en sustitución de otros combustibles derivados del petróleo.

En la actualidad, la política energética mexicana está orientada hacia el gas natural. El sector eléctrico nacional basa su crecimiento en la tecnología de ciclo combinado, lo que estimula el consumo de este energético.

Esta tecnología ha permitido disminuir los costos de inversión y de generación de energía eléctrica, disminuir los tiempos de construcción y aumentar la eficiencia de generación, así como aprovechar un recurso natural antes menos explotado y ha hecho factible la instalación de plantas cerca de los centros de consumo de electricidad o en cualquier zona del país, reduciendo las pérdidas por transmisión y aumentando la eficiencia de operación, afectando menos al medio ambiente en comparación con otras alternativas.

Sin embargo, basar el crecimiento del sector eléctrico mexicano en un solo combustible implica riesgos tanto para las empresas eléctricas, para la industria, para la población, como para el país mismo.

El incremento en la demanda de gas natural difícilmente, en el corto y mediano plazos, se podrá atender con la producción nacional, la dependencia creciente de un energético importado puede provocar presiones al sistema eléctrico nacional.

Para disminuir los riesgos y la vulnerabilidad energética, al depender el crecimiento del sector eléctrico mexicano de un solo combustible, se hace necesaria la diversificación energética, el uso de fuentes no convencionales de generación de energía eléctrica, así como fomentar las fuentes de abastecimiento del propio gas natural con el propósito de asegurar la electricidad en cantidad y oportunidad; estas soluciones deben concebirse en el marco de una política energética de largo plazo.

Para ello, es necesario evaluar dicha política energética, las reservas de combustibles fósiles, el potencial real de las fuentes renovables y las posibilidades para satisfacer los requerimientos de la sociedad industrializada, con consideración explícita del impacto en el medio ambiente para cada tipo de fuente de energía.

Las nuevas tecnologías aplicables al sector eléctrico, están actualmente enfocadas al aumento en la eficiencia de los procesos de generación, a la reducción de los costos de producción y al acatamiento de políticas y normas en materia ambiental.

Bajo esta perspectiva, tanto en México como en el resto del mundo, consideraciones tales como la disponibilidad, la confiabilidad en el suministro, la volatilidad en los precios y el impacto sobre el medio ambiente, juegan un papel

importante en la selección de fuentes de energía para la generación de la electricidad. Por ello, se debe planificar el sector y desarrollarse programas de diversificación.

Este trabajo busca identificar los riesgos que enfrenta el país al basar el crecimiento futuro de la generación de electricidad mayoritariamente en gas natural y evaluar las opciones para reducir la dependencia del subsector electricidad en el consumo de este energético.

En el capítulo 1 se analizan las características y tendencias de los mercados globales del gas natural, a la luz de la interacción de las fuerzas geopolíticas que han conducido al mundo a la formación de bloques económicos regionales, intensamente competitivos entre sí. El propósito de este análisis es conocer la importancia del gas natural como energético, principalmente para la generación eléctrica.

En el capítulo 2 se analiza la posición estratégica que el gas natural tiene en la economía mexicana y las políticas que ha impulsado el gobierno en la materia, tanto a través de reformas jurídicas que han permitido la inversión privada en áreas claves del sistema, como en el desarrollo del marco normativo destinado a regular las actividades.

Se evidencia la infraestructura de que dispone el sistema de gas natural nacional, sus fortalezas y debilidades estructurales y el papel que desempeñan la producción nacional y el comercio internacional.

En el capítulo 3 se analizan las proyecciones oficiales de la demanda del período 2000-2009 del documento “Prospectiva del Mercado de Gas Natural” y se comparan con los datos reales obtenidos para el período 2000-2005.

Este análisis proporciona la confiabilidad de las proyecciones oficiales y determina si se pueden utilizar, sin modificación, para la próxima parte del trabajo, que se muestra en el capítulo 4 en donde se desarrollan cuatro escenarios prospectivos con proyecciones al 2014 de la demanda de gas natural del sector eléctrico, evaluando las opciones que se mencionan con mayor frecuencia para reducir la dependencia de este sector respecto al consumo de gas natural.

Con base en estos escenarios y comparándolos con la prospectiva oficial, se evalúan las opciones por el lado de la demanda que podrían ayudar a reducir el nivel de importaciones para satisfacer la creciente demanda de gas natural para el sector eléctrico en México.

Para generar los escenarios prospectivos se utilizó el modelo LEAP (Long Range Energy Planning System), desarrollado por el Stockholm Environment Institute Boston Center, el cual es una herramienta de simulación computacional, diseñada para coadyuvar a la política energética a nivel país, región o localidad, a través de la planeación energética – ambiental en forma integrada, permitiendo así analizar los posibles impactos debidos a estrategias o planes futuros.

CAPÍTULO 1

CARACTERÍSTICAS DE LOS MERCADOS REGIONALES DE GAS NATURAL.

En este capítulo se analizan las características y tendencias de los mercados globales del gas natural, a la luz de la interacción de las fuerzas geopolíticas que han conducido al mundo a la formación de bloques económicos regionales, intensamente competitivos entre sí.

Para ello, se investigan las variables más relevantes vinculadas a la producción, industrialización, transporte, comercialización, destino y uso final del producto.

Esto implica hacer referencia a las reservas mundiales y regionales de gas natural, el destino de la producción en los mercados globales y las condiciones políticas y comerciales que inciden en el comercio mundial y regional del gas natural.

El análisis de los mercados de gas natural, permitirá ubicar a México en el contexto global y regional, lo que confiere mayores elementos para la revisión específica del país.

a. Antecedentes.

La crisis petrolera de octubre de 1973 se caracterizó por elevados precios del crudo, efecto de la manipulación del mercado por parte de los países miembros de la OPEP, lo cual constituyó un cambio fundamental para las estrategias de suministro energético de los países desarrollados, afectando también a aquellos en vías de desarrollo que requerían suministro estable para impulsar sus economías.

La búsqueda de otras fuentes de energía hizo viables de manera importante las expectativas del gas natural. Esta situación permitió constituir un mercado alternativo para el gas natural, que empezó a competir con otros petrolíferos, particularmente con el combustóleo.

Al incrementarse la disponibilidad potencial de gas natural, dado el aumento de sus reservas, el consecuente desarrollo de infraestructura para su producción y transporte, tuvo como consecuencia que la tecnología de ciclo combinado de generación eléctrica encontrará un campo propicio para aprovechar de manera más eficiente la energía suministrada a la operación. Esto a través de dos sistemas integrados para dos tipos de unidades generadoras (turbogas y vapor), lo que disminuyó sustancialmente los costos operativos y generalizó el uso de gas natural para la generación eléctrica.

Al transformarse el gas natural de un subproducto que se enviaba a la atmósfera o se reinyectaba a los pozos petroleros, a un producto competitivo en el mercado, provocó un impulso a la exploración y desarrollo de campos gasíferos en todo el

planeta, lo que se reflejó en las reservas con incrementos sustanciales durante el período 1980 – 1989 y mantuvo su inercia hasta entrado el decenio 1990 – 1999.

Por otra parte, las evidentes afectaciones al medio ambiente por la quema de combustibles fósiles, carbón y petróleo, favoreció la posición del gas natural como un combustible menos contaminante, sobre todo en lo concerniente a residuos de azufre y por consecuencia a la disminución de riesgos por el fenómeno de “lluvia ácida”, además de la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero a la atmósfera.

b. Reservas mundiales probadas de gas natural seco.

Las reservas de gas natural seco constituyen el volumen que puede ser explotado de yacimientos conocidos en una fecha determinada, representando la parte recuperable y explotable del recurso. Es importante mencionar que existen fracciones que no son fácilmente recuperables. Sin embargo, se consideran como reservas, en función de variables económicas y tecnológicas que hagan viable su recuperación.

Las reservas probadas, representan el volumen de gas natural seco evaluado a condiciones atmosféricas determinadas y bajo condiciones económicas y tecnológicas vigentes al momento en que se aprecia serán recuperadas comercialmente, con un nivel de certeza aceptable, con base en información geológica y de ingeniería. Por lo tanto, las reservas constituyen un concepto dinámico.

Durante el lapso de 1980 a 2004 la tendencia general de la disponibilidad de reservas probadas de gas natural seco ha sido incremental, sobre todo en el período de 1980 – 1989 en que pasaron de 83.83 trillones de metros cúbicos (TMC) a 127.48 TMC, presentando menores incrementos en los años subsecuentes.

c. Distribución Regional del Gas Natural

A pesar de que el recurso se encuentra distribuido en prácticamente todo el planeta, el análisis a nivel regional muestra que el mayor volumen para 2004 se localiza en el Medio Oriente, la región más convulsionada e inestable del mundo, lo que representa riesgos e inestabilidad en el suministro de gas a otras regiones.

Europa y Eurasia en 2004, mantuvieron la segunda posición en cuanto a reservas. Es pertinente destacar que la mayor proporción de estas reservas se localiza en los países de la ex Unión Soviética¹, especialmente en la Federación Rusa, lo que ha incrementado su importancia geopolítica ante las principales economías de la

¹ Países de la ex Unión Soviética: Armenia, Azerbaijón, Belarus, Estonia, Georgia, Kazajstán, Krgyzstán, Latvia, Lituania, Moldova, Federación Rusa, Tayikistán, Turkmenistán, Ucrania y Uzbekistán.

Unión Europea y es motivo de intensos debates sobre la confiabilidad del suministro.

Por su parte, en el lapso de 1980 a 2004 la tendencia general de las reservas en América del Norte ha sido decreciente. En el mismo período, las reservas de Centro y Sud América se han incrementado y casi han logrado los niveles de América del Norte, lo que ha destacado su importancia como proveedores.

La Región Asia – Pacífico también ha mantenido un crecimiento constante en sus reservas de gas natural, lo que le ha conferido viabilidad al crecimiento económico de sus economías.

África también ha logrado una importancia destacada al incrementar sustancialmente sus reservas durante este período, lo que convierte a esta región en un importante exportador potencial.

Cuadro 1

RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE GAS NATURAL SECO 1980-2004.

(Trillones de metros cúbicos)

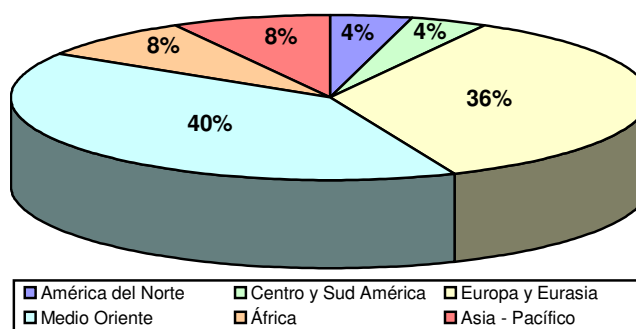
Regiones	1980	1989	1990	1999	2000	2003	2004
América del Norte	9.89	9.47	9.49	7.27	7.49	7.32	7.47
Centro y Sud América	2.78	4.88	5.25	6.89	6.98	6.98	7.07
Europa y Eurasia	36.00	57.27	59.84	61.92	61.74	64.14	63.73
Medio Oriente	24.69	37.83	37.99	52.05	59.81	72.77	72.09
África	5.99	8.48	8.55	11.43	12.47	13.94	14.30
Asia – Pacífico	4.47	9.55	9.88	12.07	12.28	14.06	14.35
TOTAL MUNDIAL	83.83	127.48	131.00	151.62	160.76	179.21	179.01

Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006

Para 2004, la distribución mundial de reservas probadas de gas natural seco muestra que la Región de Medio Oriente tiene el 40% de las reservas mundiales, seguida de Europa y Eurasia con el 36%. Asia – Pacífico y África disponen de aproximadamente el 8% cada una, en tanto que América de Norte cuenta con el 4%, al igual que Centro y Sud América (Gráfica 1).

Gráfica 1

DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL SECO POR REGIONES 2004.



Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006

El análisis del ritmo de las variaciones en las reservas de gas natural seco por región, arroja que para América del Norte son decrecientes, salvo durante 2003 – 2004 en que se observa un incremento de 2.05%. El resto de las regiones mostraron un incremento destacado durante el decenio 1980 – 1989, particularmente las regiones Asia – Pacífico y Centro – Sud América, con 113.69% y 75.43%, respectivamente.

Por su parte, Europa – Eurasia incrementó su potencial en 59.08% y Medio Oriente en 53.21%; África creció en el lapso a un ritmo de 41.51%. Para el período 1990 – 1999, si bien disminuye su ritmo de crecimiento, se aprecian incrementos importantes en casi todas las regiones, excepto América del Norte en que su tendencia es negativa y Europa – Eurasia que sólo logró un modesto 3.47%. A partir de esa fecha, los crecimientos en todo el planeta son moderados (Cuadro 2).

Cuadro 2

RESERVAS MUNDIALES DE GAS NATURAL SECO

(Variación porcentual)

Regiones	1980-1989	1990-1999	2000-2003	2003-2004
América del Norte	-4.25	-23.43	-2.25	2.05
Centro - Sud América	75.43	31.12	0.07	1.29
Europa - Eurasia	59.08	3.47	3.89	-0.64
Medio Oriente	53.21	37.02	21.67	-0.93
África	41.51	33.63	11.81	2.58
Asia - Pacífico	113.69	22.19	14.46	2.06
TOTAL MUNDIAL	52.08	15.74	11.47	-0.11

Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006

d. Producción de gas natural

Dentro de la producción de este combustible se requiere de varios elementos, desde las reservas hasta el transporte. En el caso de las reservas constituyen un recurso potencial, susceptible de ser aprovechado. Las siguientes etapas del proceso involucran infraestructura especializada para la extracción, procesamiento y transporte de gas natural a los mercados donde el recurso será consumido.

Durante el lapso de 1980 a 2004, la producción mundial de gas natural ha mostrado una tendencia creciente, ya que pasó de 1,456.5 billones de metros cúbicos (BMC) a 2,703.8 BMC, es decir, un incremento de 85.63% (Cuadro 3).

Si bien, la evolución de la producción también se ha dado en todo el mundo, algunas regiones expresan un mayor dinamismo. La región de Europa - Eurasia tuvo una mayor participación y pasó de 631.9 BMC a 1,055.9 BMC, lo que implica una tasa de 67.09%, en tanto que América del Norte creció de 660.8 BMC a 760.4 BMC, equivalente a 15.07%. A pesar de que el resto de las regiones productoras ofertan menor volumen, sus tasas de crecimiento han sido importantes, para el caso Asia – Pacífico pasó de 69.0 a 333.0 BMC; África de 23.1 a 144.3 BMC; Medio Oriente de 37.7 a 280.4 BMC y Centro - Sud América de 34.0 a 129.7 BMC (Cuadro 3).

Cuadro 3

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL SECO 1980-2004

(Billones de metros cúbicos)

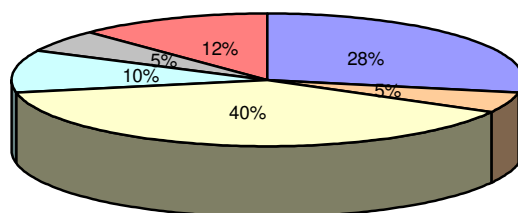
Regiones	1980	1989	1990	1999	2000	2003	2004
América del norte	660.8	631.4	648.8	756.2	769.6	770.5	760.4
Centro- Sud América	34.0	56.6	58.3	90.0	97.9	115.7	129.7
Europa-Eurasia	631.9	958.8	975.2	934.9	959.5	1,024.4	1,055.9
Medio Oriente	37.7	102.3	101.2	193.8	206.8	259.9	280.4
África	23.1	64.3	66.9	116.9	126.5	139.7	144.3
Asia -Pacífico	69.0	139.6	150.3	260.1	272.0	313.1	333.0
TOTAL MUNDIAL	1,456.5	1952.9	2000.7	2351.9	2432.3	2623.3	2703.8

Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006

Para 2004, la región de Europa - Eurasia aportó el 40% de la Producción mundial de gas natural seco, seguida de América del Norte con el 28% del total. Asia – Pacífico contribuyó a su vez con el 12% y el Medio Oriente con el 10%. África y Centro - Sud América representaron aproximadamente el 5% cada una (Gráfica 2).

Gráfica 2

PARTICIPACIÓN PORCENTUAL DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL 2004.



América del Norte	Centro y Sud América	Europa y Eurasia
Medio Oriente	África	Asia - Pacífico

Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006

e. Consumo Regional de Gas Natural Seco

El consumo de gas natural seco durante el período de 1980 a 2004 ha observado una tendencia incremental a nivel mundial, pasando de 1,452.1 BMC en 1980 a 2,694.7 BMC en 2004, lo que constituye un aumento del 85.57% (cuadro 4). El aumento más notable en la demanda se observó durante el decenio de 1980 a 1989, en que registró una variación de 34.07% (Cuadro 5).

Cuadro 4

CONSUMO DE GAS NATURAL SECO POR REGIONES 1980-2004

(Billones de metros cúbicos)

Regiones	1980	1989	1990	1999	2000	2003	2004
América del Norte	644.5	646.2	646.4	764.8	791.2	781.1	786.3
Centro- Sud-América	34.9	56.5	58.4	88.5	94.0	105.3	117.7
Europa –Eurasia	648.5	960.9	994.2	981.3	1,013.0	1,070.6	1,101.2
Medio Oriente	35.3	98.9	97.5	180.1	185.4	226.1	242.3
África	18.5	36.9	38.1	50.9	55.2	65.2	68.6
Asia- Pacífico	70.4	147.6	158.1	270.9	296.7	353.8	378.5
TOTAL MUNDIAL	1,452.1	1,946.9	1,992.8	2,336.5	2,435.4	2,601.9	2,694.7

Se destaca en el lapso 1980 – 1989 un elevado dinamismo en la región del Medio Oriente, que creció a un ritmo de 180.17% y en la de Asia – Pacífico, que alcanzó una tasa de 109.66%. África y Centro - Sud América también incrementaron su consumo en magnitudes de 99.46% y 61.89%, respectivamente; en tanto que Europa - Eurasia alcanzó un 48.17%, finalmente, América del Norte sólo llegó al 0.26%.

En la década 1990 – 1999, a pesar de que disminuye el ritmo de crecimiento de la demanda, sigue manteniendo un elevado dinamismo, sobre todo en Medio Oriente (84.72%); Asia – Pacífico (71.35%); Centro - Sud América (51.54%) y África (33.60%). América del Norte incrementó su consumo en 18.32%, por su parte, Europa - Eurasia decreció a una tasa marginal de –1.3% (Cuadro 5).

Cuadro 5
CONSUMO DE GAS NATURAL SECO

(Variación porcentual)

Regiones	1980-1989	1990-1999	2000-2003	2003-2004
América del Norte	0.26	18.32	-1.28	0.7
Centro- Sud-América	61.89	51.54	12.02	11.8
Europa –Eurasia	48.17	-1.30	5.69	2.9
Medio Oriente	180.17	84.72	21.95	7.2
África	99.46	33.60	18.12	5.2
Asia- Pacífico	109.66	71.35	19.25	7.0
TOTAL MUNDIAL	34.07	17.25	6.84	3.6

A partir de 1999, el comportamiento del consumo de gas natural en América del Norte muestra una ligera caída, a pesar de que las cifras históricas del Producto Interno Bruto en los Estados Unidos reportan una recuperación consistente². El traslado de nuevas inversiones de la industria manufacturera a otras regiones, sobre todo Asia – Pacífico, podría explicar este comportamiento en la demanda (Cuadro 6).

Cuadro 6
ESTADOS UNIDOS, PRODUCTO INTERNO BRUTO 1999 – 2006

(Miles de millones de dólares a precios constantes de 1993)

Periodo	Valor	TMCA
1999	8,369.6	4.5
2000	8,675.9	3.7
2001	8,741.0	0.8
2002	8,880.8	1.6
2003	9,103.7	2.5
2004	9,459.4	3.9
2005	9,764.4	3.2
2006p/	10,087.0	3.3

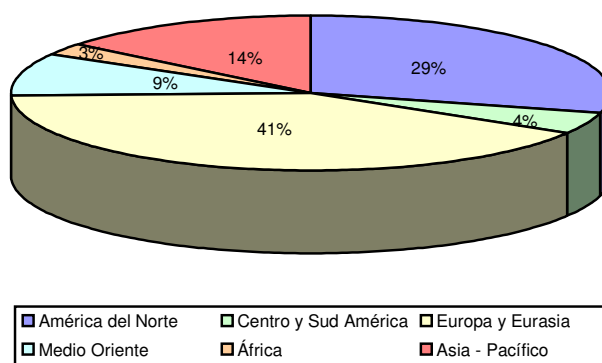
Fuente: Elaborado con datos de U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA), con datos a febrero de 2007.

Para 2004, el mayor volumen de consumo se expresa en Europa y Eurasia y en América del Norte, con 41% y 29% del total mundial respectivamente; Asia Pacífico absorbe el 14% y Medio Oriente el 9%; por su parte, Centro y Sud América toma el 4% de la oferta y África el 3% (Gráfica 3).

² U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA), versión electrónica.

Gráfica 3

ESTRUCTURA PORCENTUAL DEL CONSUMO DE GAS NATURAL SECO POR REGIONES EN 2004.



f. Balance Producción - Consumo del Gas Natural Seco

El balance primario de 2004 de producción y consumo de gas natural seco por regiones, permite mostrar que las regiones de Asia – Pacífico, Europa - Eurasia y América del Norte son deficitarias, contrariamente, África, Medio Oriente y Centro y Sud América poseen excedentes en su producción, por lo que estos países desempeñan el papel de exportadores netos (Cuadro 7).

Cuadro 7

BALANCE PRIMARIO DE PRODUCCION-CONSUMO DE GAS NATURAL SECO, 2004

(Billones de metros cúbicos)

Regiones	Producción	Consumo	Diferencia
América del Norte	760.4	786.3	-25.9
Centro y Sud América	129.7	117.7	12.0
Europa y Eurasia	1055.9	1101.2	-45.3
Medio Oriente	280.4	242.3	38.1
África	144.3	68.6	75.7
Asia - Pacífico	333.0	378.5	-45.5
TOTALES	2,703.7	2,694.6	9.1

g. Comercio internacional de gas natural.

Los dos mecanismos posibles para el transporte y por lo tanto, comercio internacional, de gas natural son: 1) mediante el uso de gasoductos y 2) en buques – tanque.

El uso de gasoductos tiene un alcance regional o entre áreas limítrofes, lo que establece restricciones en función de la viabilidad económica y financiera de la inversión para su construcción; esto depende de factores técnicos derivados de la capacidad de los ductos y el sostenimiento de las presiones internas del sistema y, con frecuencia de la vertiente derivada del curso de acontecimientos geopolíticos que pueden alterar la funcionalidad de los sistemas.

El comercio de gas natural licuado exige de infraestructura especializada para llevar a cabo dos fases fundamentales del proceso: la licuefacción del gas natural en su zona de origen, - someterlo a elevada presión y baja temperatura-; y la regasificación del producto en su lugar de destino, para inyectarlo y transportarlo a través de ductos.

Durante 2004, los destinos más relevantes para el comercio mundial de gas natural fueron las regiones de América del Norte y Europa - Eurasia. En ambos casos existe una compleja red de gasoductos.

Conforme a datos publicados³, en este mismo año, los países europeos recibieron a través de ductos un total de 308.49 BMC, volumen proveniente de la Federación Rusa en 42.71% (131.77 BMC). Este tema, ha sido abordado insistentemente en diversos foros bajo dos vertientes⁴: 1) Elevado riesgo de sobredependencia de la economía europea ante Rusia y 2) Esfuerzo persistente de Rusia para mantener una posición de predominio sobre el resto de países ex Unión Soviética productores de gas natural, a través del control de gasoductos.

Una manifestación de las tensiones existentes fue el cierre del suministro a Ucrania en enero de 2006, a raíz de la disputa por el precio del gas natural, con importantes implicaciones hacia el resto de Europa⁵. Cabe mencionar, que los gasoductos constituyen un monopolio natural, y en este caso, el sistema es propiedad del estado -empresa rusa Gazprom-, por lo que resulta complejo establecer un marco regulatorio estricto.

En lo que se ha interpretado como una forma de presión adicional de Rusia, en 1995 se inició la construcción de un nuevo gasoducto a través del Mar Báltico - North European Gas Pipeline, (NEGP)- cuyo destino final era Alemania. Esto reforzó la posición de Rusia ante Azerbaijan, Turkmenistán, Ucrania y Bielorrusia, al ofrecer alternativas de transporte por gasoducto fuera de su territorio y, fortaleció la posición de Alemania ante el resto de los países de la Unión Europea, ya que desde estas instalaciones, se efectuarían interconexiones al resto de Europa. Este proyecto también ha sido motivo de resistencia en algunos círculos europeos⁶.

El sistema de transporte de gas natural europeo, está integrado por 39 gasoductos principales, con gran cantidad de ramales que comunican prácticamente a toda la Europa Occidental (Figura 1).

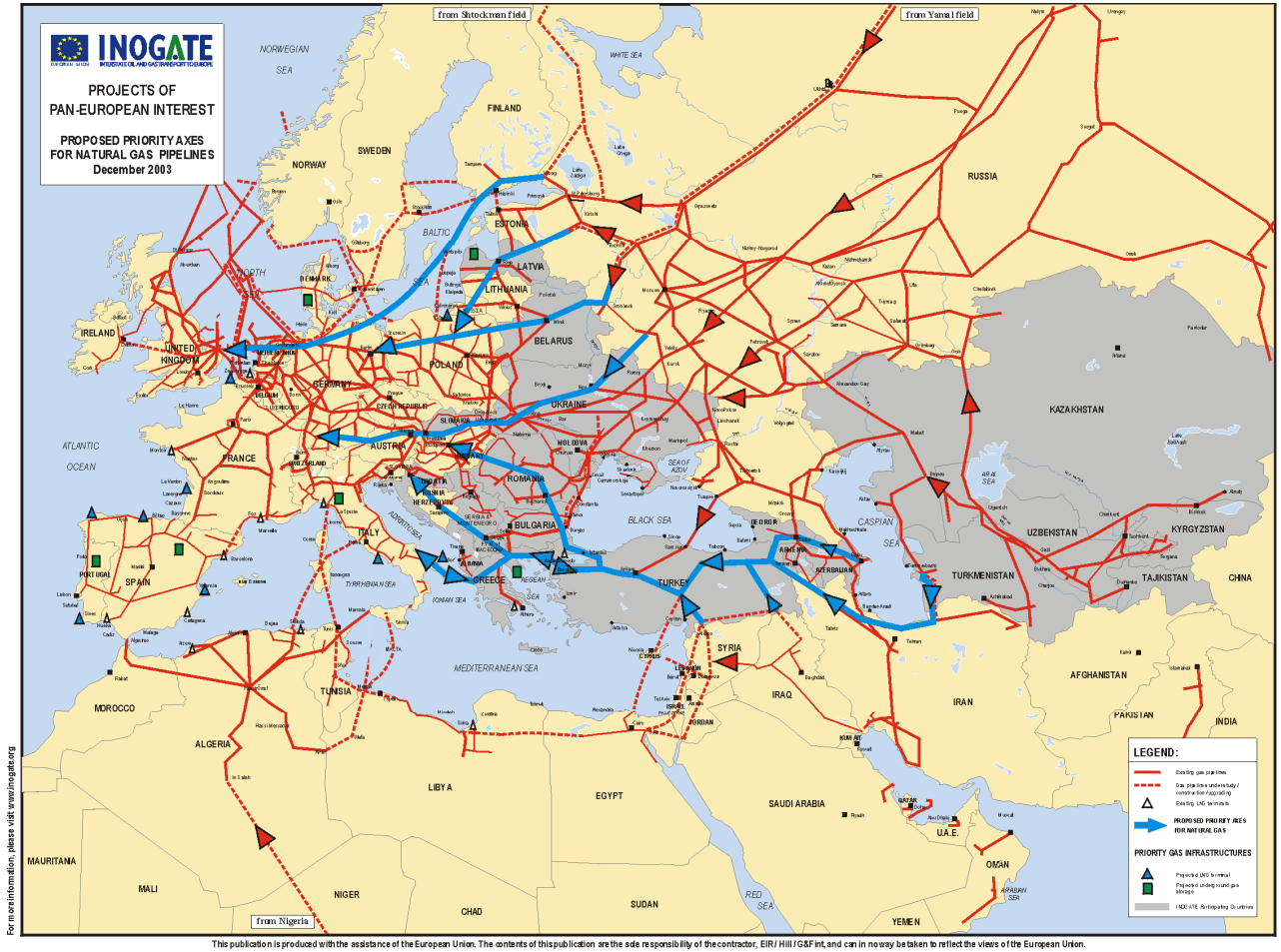
³ BP Statistical Review of World Energy, June 2004

⁴ The New Tools of Russian Power: Oil and Gas Pipelines. 11:10, 03/01/2001, BY ARIEL COHEN, Ph.D., The Heritage Foundation, WASHINGTON, December 29 (versión electrónica)

⁵ CRS Report for Congress, Jim Nichol and Steven Woehrel, Order Code RS22378, February 15, 2006. Versión electrónica.

⁶ Deutsche Welle, 17 de febrero de 2007. Versión electrónica

Figura 1
PRINCIPALES GASODUCTOS EN EUROPA (ILUSTRATIVO)



En cuanto al suministro de GNL a Europa, éste alcanzó en 2004 un volumen marginal de 39.97 BMC⁷ y sus principales suministradores fueron los países del Norte de África. A pesar del bajo perfil de estas importaciones, constituyen un recurso estratégico por la condición política más o menos estable de los proveedores.

En cuanto a América del Norte, durante 2004 el comercio por ductos tuvo un carácter regional, definido por exportaciones de Canadá a Estados Unidos por 98.60 BMC y de Estados Unidos a Canadá y México por 7.82 y 9.00 BMC⁸ respectivamente. El suministro a esta región de GNL alcanzó un volumen de 14.35 BMC, destinado a Estados Unidos desde Trinidad y Tobago en 74.63%, y el resto de África y el Medio Oriente.

⁷ Idem nota 3.

⁸ Idem notas 3 y 7.

En el mismo año, Asia Pacífico realizó movimientos intra regionales por 12.19 BMC a través de ductos y de 79.08 BMC, equivalentes al 68.68% de sus importaciones, de GNL, que alcanzaron los 113.48 BMC.

América del Norte⁹

Para el caso de Canadá, todos los ductos de transmisión, tanto inter como intraprovincial, son propiedad y son operados por empresas de capital público, a excepción del sistema de transmisión de gas natural en Saskatchewan.

El sistema de distribución de Canadá transporta casi toda la producción canadiense de gas natural de las regiones productoras a los mercados a lo largo de Canadá y EUA. En 2003, un promedio de 16.5 mmpcd de gas natural fueron producidos y distribuidos a lo largo del sistema de gasoductos de distribución canadiense. Más de la mitad de la producción de gas natural de Canadá fue exportada a EUA.

Canadá y los EUA comparten 21 puntos activos de exportación/importación de diversa capacidad a lo largo de su frontera, y actualmente el comercio exterior de gas natural de Canadá se realiza únicamente con los EUA.

En México, la mayoría de la red de transporte es propiedad y es operada por Pemex, el cual sostuvo un monopolio en el servicio de transmisión hasta 1995.

Desde 1995, cuando la participación del sector privado en gasoductos fue posible, nuevos ductos han comenzado a operar. Estos gasoductos no compiten directamente con los ductos de PGPB. Sin embargo, ayudan a eliminar los cuellos de botella en el sistema de PGPB.

Antes de 1995, existían siete interconexiones cruzando la frontera de EUA/México. El comercio de gas natural era pequeño, pero representaba una manera importante de ajustar la oferta con la demanda. Desde entonces, se han desarrollado ocho nuevas interconexiones para incrementar la capacidad disponible de las importaciones provenientes de los EUA. Las 15 interconexiones actuales pueden suministrar 3,419 mmpcd.

h. Precios internacionales del gas natural

Por lo general, se identifican dos tipos de mercados para el gas natural, el “spot” y el contractual. El mercado spot se caracteriza por ser un mercado abierto que incluso ha sido calificado como de “excedentes” o “emergente” y responde a condiciones de oferta y demanda del producto en el momento. Generalmente los niveles de precios que alcanza son superiores al mercado contractual y sus niveles son públicos.

⁹ Visión del Mercado de Gas Natural de América del Norte. SENER. 2005.

En el cuadro 8 se presentan de manera indicativa los niveles de precio promedio para el lapso 1996 - 2004 en mercados spot representativos, pero es pertinente mencionar que las fluctuaciones diarias que se observan son de consideración.

Cuadro 8

PRECIOS DE GAS NATURAL, MERCADOS SPOT REPRESENTATIVOS

(Dólares americanos por millón de BTU)

Período	GNL Japón csf	Unión Europea csf	Natural Gas Reino Unido (Heren NBP Index)	EUA Henry Hub	Canadá Alberta
1996	3.66	2.43	1.85	2.76	1.12
1997	3.91	2.65	2.03	2.53	1.36
1998	3.05	2.26	1.92	2.08	1.42
1999	3.14	1.80	1.64	2.27	2.00
2000	4.72	3.25	2.68	4.23	3.75
2001	4.64	4.15	3.22	4.07	3.61
2002	4.27	3.46	2.58	3.33	2.57
2003	4.77	4.40	3.26	5.63	4.83
2004	5.18	4.56	4.69	5.85	5.03

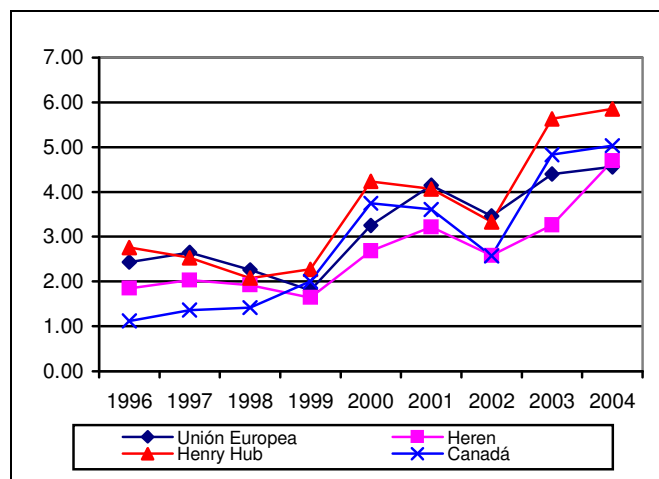
Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006.

Csf: costo + seguro + flete.

Regularmente los precios del gas natural en los mercados de Europa hasta el año 2002, superaron a los precios de mercados de Estados Unidos. Mientras que el mercado de Estados Unidos, Henry Hub, en los años subsecuentes revierte esta situación, mismo que se puede apreciar en la gráfica 4, que muestra las tendencias del mercado.

Gráfica 4

PRECIOS DE GAS NATURAL EN MERCADO SPOT REPRESENTATIVOS DE 1996 A 2004



Elaborado con base en datos del BP Statistical Review of World Energy, June 2006

En el caso del mercado contractual, el precio se define con anterioridad por las partes que intervendrán en la operación (comprador y vendedor) y los elementos más destacados que influyen en la negociación son: la duración, volúmenes, frecuencia y puntos de entrega, lapsos disponibles para el retiro en el caso de

transporte por ductos, descuentos, penalizaciones y castigos por deficiencias operativas. Generalmente, el conocimiento de estos precios es reservado entre las partes negociantes.

i. Conclusiones

El gas natural, de ser un subproducto de la extracción petrolera usado frecuentemente para reinyección en los pozos, pasó a ser un producto económicamente importante hasta desarrollar su propio mercado que con frecuencia compite con otros productos petrolíferos. Así a nivel mundial, el gas natural ha asumido el segundo lugar como proveedor de energía, desplazando en años recientes al carbón.

El desarrollo tecnológico de los ciclos combinados en la generación eléctrica, hicieron que las inversiones fueran más rentables en plantas pequeñas, permitió disminuir los costos de inversión y de generación de electricidad, disminuir los tiempos de construcción y aumentar la eficiencia de generación, lo cual generalizó el uso de gas natural.

Esto transformó el mercado de gas, es decir, de tener uso marginal, adquirió alcances globales y se convirtió en un componente cada vez más importante en el ámbito de la geopolítica mundial.

A nivel mundial, la tendencia en la disponibilidad de reservas de gas natural ha sido incremental en los últimos 27 años, al igual que la producción y el consumo.

Las regiones Asia-Pacífico, Europa-Eurasia y América del Norte son deficitarias en gas natural, mientras que Africa, Medio Oriente y Centro y Sudamérica tienen excedentes en el energético.

El mayor volumen de reservas se encuentra en el Medio Oriente, lo que implica riesgos e inestabilidad en el suministro para otras regiones.

Para el caso de América del Norte, las tendencias en la disponibilidad de reservas de gas natural (declinantes), su producción (con ligeros incrementos) y consumo (decreciente en años recientes), permite apreciar que la demanda regional permanecerá con mínimas variaciones, a pesar del crecimiento en el PIB de Estados Unidos y de otros elementos como: los procesos de globalización (orientado hacia servicios estratégicos: finanzas, tecnología, mercado y administración global); al traslado de la industria manufactura hacia regiones abundantes en mano de obra, menores costos de producción y suficiencia de recursos energéticos, principalmente de Asia – Pacífico y el conflicto de Medio Oriente.

Un elemento de seguridad para la estabilidad y crecimiento de la economía norteamericana, está el hecho del incremento del potencial gasífero de Centro y Sud América, área de influencia de este país.

Se aprecia un riesgo de sobredependencia de la economía europea ante Rusia ante los grandes volúmenes de gas natural que ésta le suministra.

Por lo que respecta a los precios, se observa una tendencia incremental en los precios del energético a nivel mundial.

En 2004 México importó de EUA, mediante ductos, 9 billones de metros cúbicos de gas, lo que convierte a este último el principal abastecedor del energético.

México está inmerso en la región de América del Norte, la cual cuenta con el 4% de las reservas mundiales de gas natural, tiene el 29% del consumo mundial del energético y es deficitaria en 26 billones de metros cúbicos.

CAPÍTULO 2

EL GAS NATURAL EN MEXICO, UN PANORAMA GENERAL

El capítulo 1 presentó una visión reciente de la importancia estratégica global de los mercados de gas natural, a la luz de las transformaciones geopolíticas y tecnológicas que registró el mundo en los últimos decenios del Siglo XX.

De ser un subproducto del sector petrolero de consumo local, adquirió cada vez mayor relevancia y constituyó su propio mercado, que compite sólidamente con petrolíferos tradicionales, sobre todo el combustóleo.

Asimismo, la integración de bloques económicos regionales asume plenamente el valor compartido de fuentes de energía confiables y estables, por lo que los distintos esquemas de negociación internacional han sido motivo de profundos cambios en los mercados de gas natural.

Este capítulo analiza la posición estratégica que el gas natural ha asumido para la economía mexicana y las políticas que ha impulsado el gobierno en la materia, tanto a través de reformas jurídicas que han permitido la inversión privada en áreas claves del sistema, como en el desarrollo del marco normativo destinado a regular las actividades para garantizar a los usuarios un trato justo y equitativo.

Asimismo, se evidencia la infraestructura de que dispone el sistema de gas natural nacional en su conjunto, sus fortalezas y debilidades estructurales y el papel que desempeñan la producción nacional y el comercio internacional, sobre todo las importaciones.

a. Antecedentes.

La política energética y ambiental en México han coincidido, durante las últimas décadas, en impulsar el consumo de gas natural en sustitución de otros combustibles derivados del petróleo, siendo el argumento central la menor emisión de contaminantes, particularmente de gases con efecto invernadero y sobre todo de CO₂.

El incremento de la demanda de energía eléctrica en el país aunado al desarrollo tecnológico que ha mejorado notablemente la eficiencia de las plantas de ciclo combinado, han contribuido de manera sustancial a estimular el consumo de gas natural.

La orientación de la política energética nacional hacia el gas natural surge en los albores de los años 80, después de haberse confirmado la existencia de importantes volúmenes de gas natural asociado en los yacimientos petroleros de la Sonda de Campeche. Las expectativas de incremento en la producción bajo el entorno creado por la crisis del petróleo de 1973, aunado al desarrollo de la infraestructura de transporte que, en su origen estuvo conceptualizado hacia la

exportación de excedentes a través del gasoducto Cactus – Reynosa y la interconexión a los EUA, abrió las expectativas de suministro interno en los centros industriales del norte del país, incrementando la demanda de este energético que había tenido un consumo bajo y por ende un precio marginal.

El escenario que se presentó a partir de ese período cambió radicalmente el papel del gas natural, que se constituyó como una importante fuente energética para el desarrollo del país. Desde entonces, los sectores eléctrico e industrial han tomado al gas natural como una fuente energética de creciente magnitud y con evidentes ventajas ecológicas y económicas.

b. Marco institucional en torno al gas natural.

Antecedentes

Hasta antes de 1995, el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural fueron actividades reservadas al Estado Mexicano que se realizaban por conducto de PEMEX. En mayo de ese mismo año, se establece un hito, al iniciarse el proceso de apertura del mercado, a través de la publicación en el Diario Oficial de la Federación (DOF) de la Reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo¹⁰, mediante la cual se abrió el espacio para que los sectores social y privado, previo permiso, participaran en el transporte, almacenamiento y distribución del gas natural, facultando a los interesados para operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, respetando las disposiciones de orden reglamentario, técnico y regulatorio que al efecto se expidieran.

El siguiente paso, indispensable para garantizar la regulación y transparencia del mercado, fue la expedición en octubre del mismo año, de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)¹¹. La CRE es un organismo creado mediante Decreto Presidencial en octubre de 1993¹² con carácter descentralizado de la extinta Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, a la cual se le facultó con atribuciones para expedir disposiciones regulatorias para el gas natural y se le dotó de autonomía técnica y operativa. Con base en esta autonomía, se precisa que para la reconsideración de sus decisiones, el procedimiento jurídico estará referido a lo dispuesto por la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y no a indicaciones de las estructuras centrales del Gobierno Federal.

Las principales disposiciones legales aplicables en lo que concierne al gas natural, se complementan con el Reglamento del Gas Natural¹³, que se ampara en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y tiene la finalidad de regular las ventas de primera mano para asegurar su eficiente

¹⁰ DOF 11 de mayo de 1995

¹¹ Publicada en el DOF del 31 de octubre de 1995 y Reformada el 23 de enero de 1998

¹² DOF, 4 de Octubre de 1993

¹³ DOF, 8 de noviembre de 1995.

suministro. Para ello, faculta a la CRE a fin de que establezca el precio máximo de venta de primera mano y defina la metodología para su cálculo.

La venta de primera mano se define en el Reglamento como “la primera enajenación de gas de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional”. Asimismo, se dispone lo relativo al otorgamiento de permisos para las actividades reguladas; la transferencia, modificación, extensión y revocación de los mismos; prestación de los servicios; precios de venta al usuario final; transporte y almacenamiento para usos propios, sanciones y disposiciones finales.

De lo anterior, se puede precisar que los actores más relevantes en el proceso comercial del gas natural en México son la CRE y PEMEX, este último, a través de su subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

La función de la CRE

Entre las atribuciones más relevantes de que fue dotada la CRE por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía¹⁴, son aquellas que le permiten:

- Aprobar los términos y condiciones a que deberán sujetarse las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo y expedir las metodologías para la determinación de sus precios;
- Aprobar los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural y distribución de gas licuado de petróleo;
- Expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios a que se refiere la fracción anterior;
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas;
- Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas;
- Expedir disposiciones administrativas de carácter general, aplicables a las personas que realicen actividades reguladas;
- Actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas;
- Imponer las sanciones administrativas previstas en el artículo 15 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo, por infracciones a las disposiciones de esa Ley y sus disposiciones reglamentarias en las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural

Con estos recursos, la CRE actúa para alcanzar su objetivo fundamental, que consiste en “promover el desarrollo eficiente de las industrias eléctricas y de gas

¹⁴ Artículo 3 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

natural mediante la regulación que permita: salvaguardar la prestación de los servicios, fomentar una sana competencia, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios”¹⁵.

Con soporte en las atribuciones mencionadas, la CRE atiende, en materia de gas natural, a las siguientes funciones¹⁶:

- Llevar un Registro Público de las resoluciones de la Comisión;
- Resolver por vía administrativa, los recursos de reconsideración que se presenten contra actos de la misma;
- Expedir disposiciones de carácter general para las actividades reguladas;
- Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión;
- Proponer a la Secretaría de Energía disposiciones jurídicas que en materia de regulación sean aplicables al sector energético;
- Ordenar visitas de verificación, requerir la presentación de información y citar a comparecer a los permisionarios a fin de vigilar su cumplimiento y, en su caso, imponer las sanciones administrativas que resulten;

El instrumento fundamental de que dispone la CRE para la expedición y aplicación del marco regulatorio en materia de gas natural son las Directivas¹⁷, entendiéndose como tales las “disposiciones de carácter general expedidas por la Comisión, tales como criterios, lineamientos y metodologías, a que deban sujetarse las ventas de primera mano y las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas”¹⁸. Asimismo, dispone de mecanismos específicos a través del otorgamiento de Permisos y la emisión de Resoluciones.

En este contexto, la CRE ha expedido, entre otras, las siguientes Directivas:

- DIR- GAS 001-1996: Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural¹⁹.
- DIR-GAS-002-1996: Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural²⁰.
- DIR-GAS-003-1996: Directiva sobre la Determinación de las Zonas Geográficas para fines de Distribución de Gas Natural²¹.

En cuanto a PGPB, con base en el marco constitucional, es la única empresa en México con atribuciones para procesar el gas natural húmedo extraído por Pemex Exploración y Producción (PEP), y recuperar los líquidos contenidos en éste;

¹⁵ Reglamento interior de la Comisión Reguladora de Energía.

¹⁶ Idem 15

¹⁷ Reglamento de Gas Natural, DOF 8 de noviembre de 1995.

¹⁸ Ley de la Comisión Reguladora de Energía DOF 31 de octubre de 1995 y 23 de enero de 1998.

¹⁹ DOF 20 de marzo de 1996, modificada mediante Resoluciones números RES/061/2002, RES/242/2002, RES274/2002, RES/047/2003, RES201/2003 y RES284/2004.

²⁰ DOF 3 de Junio de 1996

²¹ DOF 27 de septiembre de 1996

asimismo, atiende el transporte, almacenamiento y comercialización de sus productos. Para ello dispone de la infraestructura necesaria para llevar a cabo sus tareas, siendo de gran importancia la red de gasoductos, estaciones de compresión y equipos complementarios. Como se mencionó previamente, sus actividades están reguladas por la CRE para garantizar el trato transparente y no discriminatorio en sus actividades comerciales.

Otro rubro que es pertinente destacar, es el compromiso asumido por PGPB para garantizar el suministro de gas natural a un conjunto de Productores Externos de Energía (PEE), que son personas físicas o morales titulares de los permisos de producción de electricidad y que tengan celebrado un contrato con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para generación y venta de energía, de conformidad a lo dispuesto por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y sus disposiciones reglamentarias. Este rubro cobra particular importancia ante la destacada participación de la generación eléctrica en la demanda de gas natural, ya que compromete a este organismo a suministrar oportunamente los volúmenes requeridos.

Estas modificaciones al marco jurídico han facilitado el fortalecimiento de un mercado abierto para el gas natural (a octubre de 2006 se adicionaron por el sector privado 2,529.5 Km de ductos y un volumen de 7,225.5 mmpcd); sin embargo, el perfil dominante que mantiene PGPB, aunado al crecimiento de la demanda, sobre todo del sector eléctrico, permiten apreciar algunas oportunidades de mejora, pero es evidente que los procesos de cambio serán en general lentos.

Nichos de oportunidad hacia el futuro

- Pemex mantiene de facto, el monopolio en la comercialización, lo que conduce a propiciar la adopción de medidas para:
 - Evitar prácticas discriminatorias.
 - Transparentar esquemas de pago, facturación, intereses, suspensión y reanudación de entregas.
 - Establecer el precio del gas en las plantas de proceso y los cargos por los servicios de transporte y comercialización.
 - Aprobar ventas de primera mano en condiciones especiales.
 - Aprobar contratos de largo plazo a productores independientes de energía.
- Infraestructura de almacenamiento
 - Existe posibilidad de desarrollar sistemas de almacenamiento en domos salinos. A pesar del interés, este tipo de proyectos no se han concretado.
 - El almacenamiento y las terminales de GNL pueden permitir el manejo adecuado de picos de demanda
- Retos para fortalecer el mercado del gas natural
 - Promover la competencia, consolidar el mercado.

- Desarrollar el acceso abierto.
- Eliminar barreras a la entrada.
- Desarrollar el mercado secundario de capacidad.
- Permitir la interconexión entre sistemas.
- Incrementar la libre importación.
- Construir nueva infraestructura.
- Incrementar la participación privada en comercialización.

c. Oferta y Demanda de Gas Natural en México

Hacia el año 2000, las reservas totales de gas natural en México se estimaron en 78,285.5 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC), de los cuales 79.26% correspondieron a gas asociado, en tanto que los restantes 20.74% fueron de gas no asociado.

En 2003, las reservas representaron 65,433 MMMPC, alcanzando el gas asociado 52,010.9 MMMPC y el gas no asociado 13,422.1 MMMPC²². A nivel región, los datos indican que la mayor participación correspondió a la Región Norte, que aportó 38,746.6 MMMPC equivalentes al 59.21% del total y su distribución fue de 84.28% de gas asociado y sólo 15.72% de gas no asociado. En tanto que la segunda región en importancia fue la Sur, con 13,365.4 MMMPC, equivalentes al 20.43% del total (ver figura 2 y gráfica 5).

Figura 2
DIVISION REGIONAL DE EXTRACCION DE GAS NATURAL

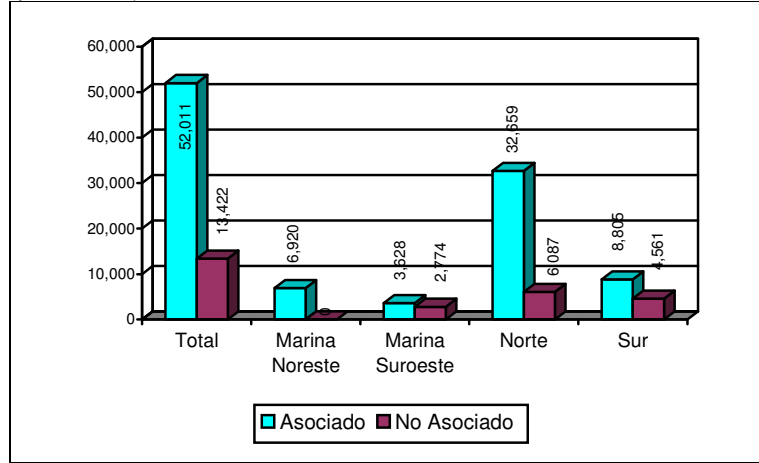


²² Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003 – 2012. Secretaría de Energía, 2003.

Gráfica 5

RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL, 2003

(Miles de millones de pies cúbicos)



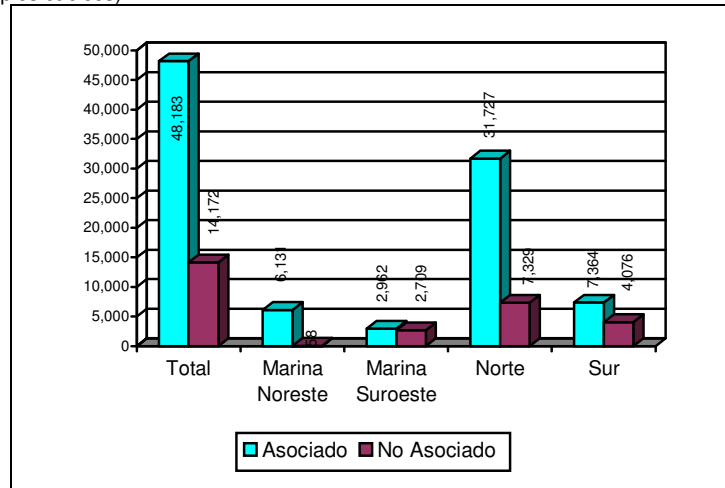
Fuente: Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2003 – 2012. Secretaría de Energía

Para 2006, las reservas remanentes totales alcanzaron 62,354.8 MMMPC²³, de los cuales 48,183.0 fueron de gas natural asociado y 14,171.8 de gas no asociado. El orden de contribución de cada región se mantuvo y la Norte participó con 39,055.1 MMMPC, 62.63% del total, siendo 81.24% de gas asociado y 18.76% de no asociado (ver gráfica 6).

Gráfica 6

RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL, 2006

(Miles de millones de pies cúbicos)



Fuente: Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía

²³ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006

Durante el lapso de 1999 a 2006, las reservas muestran una tendencia decreciente (Cuadro 9). La variación total en el período alcanza el -23.05%²⁴, lo que indica que a pesar de los esfuerzos realizados y el desarrollo de nueva infraestructura a través del Programa Estratégico de Gas (PEG) impulsado por PEP, el ritmo de exploración ha sido inferior al de extracción, y sobre todo, en cuanto al gas asociado, un menor aporte de gas natural de la extracción de petróleo, determinado por la declinación de los yacimientos de petróleo en producción.

Cuadro 9

RESERVAS REMANENTES TOTALES DE GAS NATURAL POR REGIONES, 1999-2006

(Miles de millones de pies cúbicos)

Año	Tipo de gas	Total	Marina Noreste	Marina Suroeste	Norte	Sur	Variación Anual
1999	Asociado	64,271.60	8,311.80	4,584.20	39,045.30	12,330.30	
	No asociado	16,766.90	0	1,182.20	8,287.30	7,297.40	
2000	Asociado	62,049.60	8,897.90	4,979.30	36,853.00	11,319.40	-3.40%
	No asociado	16,236.90	0	1,935.70	7,321.50	6,979.70	
2001	Asociado	60,010.50	8,161.30	4,663.70	36,319.60	10,865.90	-2.37%
	No asociado	16,424.40	0	1,935.70	7,663.70	6,825.00	
2002	Asociado	55,049.10	7,916.50	3,982.50	33,424.60	9,725.50	-9.59%
	No asociado	14,055.80	0	1,944.20	6,373.50	5,738.10	
2003	Asociado	52,010.80	6,919.50	3,627.60	32,659.20	8,804.50	-5.31%
	No asociado	13,422.10	0	2,773.80	6,087.40	4,560.90	
2004	Asociado	50,412.80	6,437.40	3,480.70	32,365.60	8,129.10	-2.35%
	No asociado	13,480.00	0	2,679.00	6,608.10	4,192.90	
2005	Asociado	49,431.50	6,036.50	3,574.90	32,373.30	7,446.80	-0.02%
	No asociado	14,447.30	57.8	3,048.50	7,210.00	4,131.00	
2006	Asociado	48,183.00	6,130.70	2,961.60	31,726.60	7,364.10	-2.39%
	No asociado	14,171.80	57.8	2,709.30	7,328.50	4,076.20	

Fuente: Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía

La extracción de gas natural, durante el lapso de 1999 a 2005, muestra un ligero incremento, sólo del orden de 1%²⁵, a pesar de que las expectativas generadas por el Programa Estratégico de Gas (PEG) y los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) que hacían prever resultados más optimistas. Las variaciones con respecto al año anterior expresan un resultado negativo desde 2000 a 2002 y éste se revierte ligeramente de 2003 a 2005. El Cuadro Número 10 muestra los resultados durante el período considerado.

²⁴ Elaborado con base en datos del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006.

²⁵ Elaborado con base en datos del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006.

Cuadro 10

EXTRACCION DE GAS NATURAL POR TIPO Y REGION, 1999-2005

(Millones de pies cúbicos diarios)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TMCA
Total	4,791	4,679	4,511	4,423	4,498	4,573	4,818	0.08
Gas asociado	3,526	3,380	3,239	3,118	3,119	3,010	2,954	-2.50
Sur	1,839	1,709	1,597	1,559	1,487	1,340	1,252	-5.34
Marinas	1,570	1,557	1,529	1,452	1,521	1,550	1,583	0.12
Norte	117	114	113	107	111	120	119	0.24
Gas no asociado	1,265	1,299	1,272	1,305	1,379	1,563	1,864	5.69
Sur	158	148	146	145	143	155	148	-0.93
Marinas								
Norte	1,107	1,151	1,125	1,161	1,236	1,408	1,716	6.46
Variación Anual		-0.02	-0.04	-0.02	0.02	0.02	0.05	

Fuente: Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía

Comparando estos datos contra los que se estimaron en el documento de Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2003 – 2012 se aprecia que para 2002 y 2003 los resultados fueron superiores a lo previsto, tanto en los escenarios de oferta media como de oferta alta, en tanto que a partir de 2004 difieren sustancialmente, sobre todo en 2005 en que los diferenciales son de -18.9% para la oferta media y de -30.03% para la oferta alta.

Lo anterior, permite inferir que los resultados previstos por el PEG y los CSM durante 2003 fueron demasiado optimistas, conforme se muestra en el Cuadro 11. Adicionalmente, cabe tomar en consideración que a la fecha de elaboración del documento (2003) los datos de extracción de gas natural durante 2002 eran conocidos, por lo que éstos deberían ser coincidentes.

Cuadro: 11

COMPARATIVO ENTRE EXTRACCION Y PROYECCIONES DE GAS NATURAL, 2002 - 2005.

(Millones de pies cúbicos diarios)

	2002	2003	2004	2005
Extracción ²⁶	4,423	4,498	4,573	4,818
Prospectiva 2003 – 2012				
Oferta Media	4,134	4,380	4,816	5,730
Oferta Alta	4,134	4,380	4,816	6,265
Diferencias absolutas				
Oferta Media	289	118	-243	-912
Oferta Alta	289	118	-243	-1,447
Diferencias Relativas				
Oferta Media	6.53%	2.62%	-5.31%	-18.90%
Oferta Alta	6.53%	2.62%	-5.31%	-30.03%

Elaborado con base en datos de los documentos de Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2003 – 2012 y 2006 - 2015. Secretaría de Energía.

²⁶ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006.

Demanda de Gas Natural en México.

Es indispensable analizar el consumo de gas natural en México desde dos perspectivas: la demanda regional y la demanda por sectores económicos.

Demanda Regional.

Para fines del análisis regional, el documento de Prospectiva 2006 asume la regionalización del país en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. La Figura 3 muestra la distribución referida.

Figura 3
REGIONALIZACION DEL MERCADO DE GAS NATURAL



Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006.

Se observa, que el consumo regional más intenso corresponde a la región Sur – Sureste, en la que se asientan las principales instalaciones de PEMEX, tanto las principales áreas de explotación de crudo a cargo de PEP, como refinerías y plantas petroquímicas (47.68% en 2003). Siguiéndole en intensidad, el Noreste con el 25.70% en 2003, debido al asentamiento de importantes zonas industriales y plantas de generación eléctrica de ciclo combinado en el estado de Tamaulipas. A partir de 2001, un creciente consumo en la zona Noroeste, a raíz de la entrada en operación de plantas de generación eléctrica de ciclo combinado en Baja California y Sonora. (Ver Cuadro 12).

Cuadro 12

CONSUMO REGIONAL DE GAS NATURAL POR REGION, 1995-2005

(Millones de pies cúbicos diarios)

Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TMCA
Total	3,993	4,326	4,358	4,855	5,287	5,722	5,890	5.71
Noroeste	24	60	97	154	257	312	334	45.67
Noreste	1,009	1,153	1,068	1,309	1,359	1,483	1,502	5.85
Centro –Occidente	382	390	345	473	498	520	518	4.45
Centro	613	609	615	606	652	646	604	-0.21
Sur- Sureste	1,965	2,115	2,233	2,314	2,521	2,761	2,932	5.88
Consumo Relativo (%)								
Noroeste	0.60	1.39	2.23	3.17	4.86	5.45	5.67	
Noreste	25.27	26.65	24.51	26.96	25.70	25.92	25.50	
Centro –Occidente	9.57	9.02	7.92	9.74	9.42	9.09	8.79	
Centro	15.35	14.08	14.11	12.48	12.33	11.29	10.25	
Sur- Sureste	49.21	48.89	51.24	47.66	47.68	48.25	49.78	
Variación Anual (%)								
Total		8.34	0.74	11.40	8.90	8.23	2.94	
Noroeste		150.00	61.67	58.76	66.88	21.40	7.05	
Noreste		14.27	-7.37	22.57	3.82	9.12	1.28	
Centro –Occidente		2.09	-11.54	37.10	5.29	4.42	-0.38	
Centro		-0.65	0.99	-1.46	7.59	-0.92	-6.50	
Sur- Sureste		7.63	5.58	3.63	8.95	9.52	6.19	

Elaborado con base en datos del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006.

Demanda por Sectores.

Por sectores económicos, el mayor volumen de consumo de gas natural durante el período 1999 – 2005, es el del sector petrolero, que además muestra un crecimiento moderado con una tasa media de 4.57% anual. Para el 2003 este absorbió el 45.91% de la oferta total. El eléctrico muestra el mayor dinamismo y durante el lapso analizado creció a una tasa media anual de 13.68%, al pasar de 821 MMPCD en 1999 a 2,014 MMPCD en 2005. Para 2003 consumió el 34.73% de la oferta total.

En lo que atañe al sector industrial, se mostró inestable, con una tasa media de crecimiento anual negativa de -1.28%, que encuentra explicación en el comportamiento de la economía nacional, sobre todo el PIB de la industria manufacturera. Para el 2003 participó con el 17.44% del consumo total de gas natural. (Ver Cuadro 13).

Cuadro 13

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL POR SECTOR, 1999-2005

(Millones de pies cúbicos diarios)

Sector	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TMCA
Total	3,993	4,326	4,358	4,855	5,287	5,722	5,890	5.71
Petrolero	2,072	2,216	2,277	2,289	2,427	2,608	2,833	4.57
Eléctrico	821	1,011	1,157	1,506	1,836	2,050	2,014	13.68
Industrial	1,023	1,019	838	966	922	957	935	-1.28
Residencial	60	64	71	81	86	86	86	5.28
Servicios	20	20	21	22	19	20	20	0.00
Transporte vehicular	0	1	1	2	2	2	2	n.a
Consumo Relativo (%)								
Petrolero	51.89	51.23	52.25	47.15	45.91	45.58	48.10	
Eléctrico	20.56	23.37	26.55	31.02	34.73	35.83	34.19	
Industrial	25.62	23.56	19.23	19.90	17.44	16.72	15.87	
Residencial	1.50	1.48	1.63	1.67	1.63	1.50	0.07	
Servicios	0.50	0.46	0.48	0.45	0.36	0.35	0.34	
Transporte vehicular	0.00	0.02	0.02	0.04	0.04	0.03	0.03	
Variación Anual (%)								
petrolero	-8.52	6.95	2.75	0.53	6.03	7.46	8.63	
Eléctrico	8.60	23.14	14.44	30.16	21.91	11.66	-1.76	
Industrial	6.23	-0.39	-17.76	15.27	-4.55	3.80	-2.30	
Residencial	5.26	6.67	10.94	14.08	6.17	0.00	-95.12	
Servicios	0.00	0.00	5.00	4.76	-13.64	5.26	0.00	
Transporte vehicular			0.00	100.00	0.00	0.00	0.00	

Elaborado con base en datos del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía, 2006.

Sector eléctrico.

En 1980²⁷, el país contaba con una capacidad instalada de generación eléctrica de 16,985 Megawatts (MW), de los cuales 14,625 correspondían a servicio público, 2,237 a privado y 123 a mixto. De la infraestructura destinada al servicio público, las plantas de generación con vapor constituían el 45.23% con 6,616 MW; las de turbogás el 8.17% con 1,195; el ciclo combinado, con 540 MW representó el 3.69% y las unidades de combustión interna, con 132 MW el 0.77%. La capacidad de generación hidroeléctrica alcanzó 5,992 MW, equivalentes al 40.97%.

Diez años más tarde, en 1990²⁸, la capacidad de generación eléctrica destinada al servicio público se había incrementado en 72.94% para alcanzar 25,293 MW de capacidad instalada, que se distribuyó en 11,367 MW en plantas a vapor (44.94%); 1,779 a turbogás (7.03%); 1,687 en ciclo combinado (6.66%) y 86 MW (0.34%) en unidades de combustión interna. La hidroelectricidad representó el 30.85% de la capacidad instalada de generación con 7,804 MW.

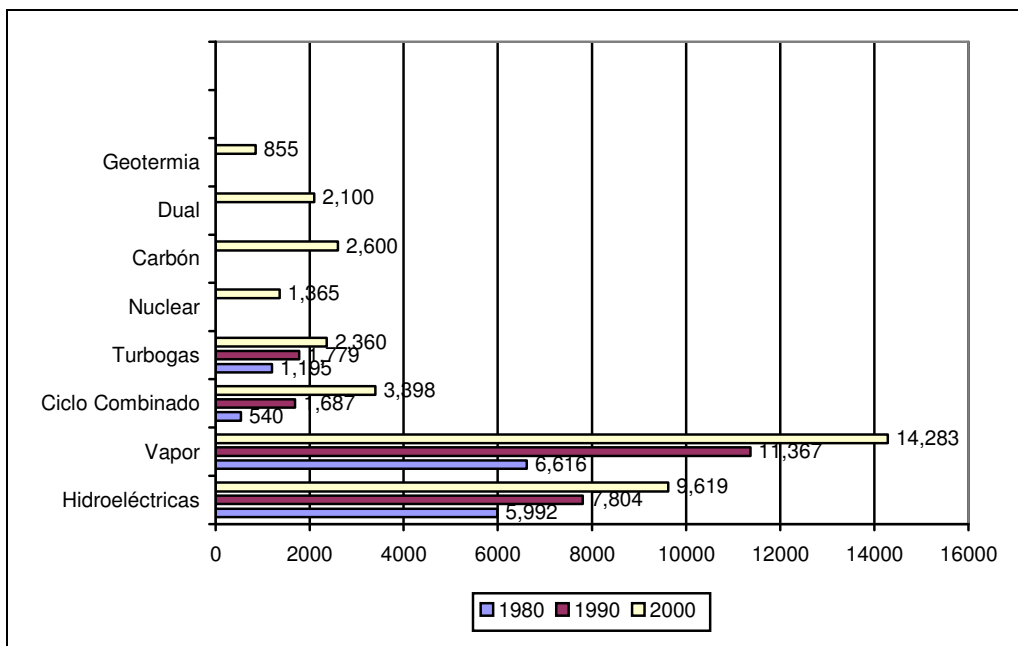
²⁷ El Sector Eléctrico en México. INEGI, 1992.

²⁸ Idem 27.

Al 2000²⁹ la capacidad instalada de generación para el servicio público alcanzó los 36,697 MW, distribuidos en 14,283 a vapor (38.92%); 3,398 en ciclo combinado (9.25%); 2,600 en carbón (7.08%); 2,360 en turbogás (6.43%); 2,100 bajo sistema dual (5.72); 1,365 (3.72%) en nuclear; 855 (2.32%) en geotermia y 9,619 (26.21%) en hidroeléctricas. Marginalmente se aprecia la participación de las de combustión interna con 116 MW y la energía eólica con 2 MW.

Durante el lapso de 1980 a 2000, la capacidad instalada de generación eléctrica se incrementó en 116% y se diversificó la fuente energética utilizada, al incorporarse la energía nuclear, la geotermia, el carbón y los sistemas duales. A pesar de su presencia marginal también se ha desarrollado la eólica, y con un bajo perfil se mantiene la combustión interna, por su utilidad en sistemas aislados.

Gráfica 7
EVOLUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACION ELECTRICA POR TIPO DE PLANTA
 (MW)



Elaborado con base en datos de: Prospectiva del Sector Eléctrico 2003 – 2012, Secretaría de Energía, 2003 y El Sector Eléctrico en México, INEGI, 1992.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) considera una capacidad de reserva que garantice la estabilidad del suministro. Esta capacidad de reserva o margen de reserva consiste en la diferencia entre la capacidad y la demanda máxima, expresada en porcentaje.

La capacidad de reserva de un sistema está determinado por:

- a) las plantas generadoras que lo constituyen y sus factores de disponibilidad;

²⁹ Prospectiva del Sector Eléctrico 2003 – 2012. Secretaría de Energía, 2003.

- b) la capacidad de las unidades de generación en relación a la capacidad total del sistema y
- c) el mallado de la red.

Este último factor es de gran importancia cuando se interconectan varios sistemas regionales, ya que un sólido mallado permitiría reducir el margen de reserva al compartirse capacidad y recursos de manera más eficiente.

El margen de reserva determinado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), obedece a un esquema determinístico, que asume como base los valores promedio de disponibilidad de las plantas generadoras. CFE, históricamente, ha definido el margen de reserva operativo en 6%, el cual se incrementa a 27% al incorporarle la capacidad fuera de servicio por mantenimiento programado de centrales, fallas, degradaciones, problemas meteorológicos y otras causas no previstas.

La presión para aumentar la capacidad instalada de generación a niveles que permitan satisfacer la demanda creciente de electricidad y conservar el margen de reserva, se incrementa por la baja eficiencia que, en general, se aprecia en equipos e instalaciones, tanto en los sectores industrial, como doméstico.

Acciones sistemáticas y más intensas para impulsar el ahorro y uso eficiente de energía permitirían, a mediano y largo plazo, lograr suficiencia operativa en el sector eléctrico y disminuir la carga financiera destinada a la ampliación de capacidad instalada.

Medidas como la aplicación del Horario de Verano han sido ampliamente discutidas. Un estudio auspiciado por la Secretaría de Energía y CFE en el año 2000 y realizado por la UNAM a través del Programa Universitario de Energía, concluyó que *“la ventaja para el sector eléctrico nacional en la reducción del pico de demanda es importante ya que reduce los requerimientos de infraestructura en capacidad instalada (potencia) lo que significa ahorros de miles de millones de pesos en el rubro de inversiones.”*³⁰

d. Capacidad del Sistema de Transporte de Gas Natural

El sistema de transporte de gas natural de que disponía el país en 2002 estaba integrado por 8,704 Km del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) a cargo de PGPB y el sistema aislado Naco – Hermosillo, con una longitud de 339 Km. Además se contaba con 9 estaciones de compresión cuya potencia alcanzaba los 324,860 HP y su capacidad estimada de transporte era de 5,096 MMPCD³¹.

³⁰ Estudio sobre el impacto del horario de verano en la sociedad mexicana. Universidad Nacional Autónoma de México. 2000.

³¹ Datos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003. Secretaría de Energía.

Para 2003, el sistema de transporte no sufrió cambios en cuanto a la longitud de gasoductos, pero se modificó la infraestructura de estaciones de compresión, al incrementar PEMEX su número a 13, con una potencia de 306,962 HP e incorporarse 6 unidades privadas con 136,390 HP³².

En el año 2004, la longitud de ductos de transporte se mantuvo y PEMEX redujo sus estaciones de compresión a 11, con una potencia de 293,850 HP, en tanto que las estaciones privadas la incrementaron para alcanzar 137,510 HP³³.

En 2005, la longitud de gasoductos de PEMEX permaneció constante, al igual que la cantidad y potencia de sus estaciones de compresión. El sector privado incorporó 1,840 Km de ductos de transporte, manteniendo el número y potencia de sus estaciones de compresión³⁴.

Cuadro 14

AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN MEXICO DE 2003.

AÑO	UBICACIÓN DE OBRA	AUMENTO DE CAPACIDAD (MMPCD)
2003	Los Ramones - Estación 19	250
2003	Gloria de Dios, Chih.	60
2003	Estación Cempoala	280
2003	Kinder - Morgan	375
2003	Estación 19 - San Fernando	1,000
Total		1,965

Estimado con base en datos del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004. Secretaría de Energía.
Nota: Los documentos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural de los años 2005 y 2006 no actualizan el dato de capacidad de transporte ni obras adicionales que la incrementen.

Las adiciones a la capacidad de transporte durante 2003 a 2005 se muestran en el Cuadro 14 y alcanzan 1,965 MMPCD, mismas que al sumarse a la cifra de 2002 arroja un total de 7,061 MMPCD, que al compararse con los datos de extracción que se presentaron en el Cuadro 10, (4,818 MMPCD) y datos de las importaciones que se presentan en el cuadro 17, (905 MMPCD), revela que bajo las condiciones actuales el sistema está operando casi a su máxima capacidad, complementariamente se deberá considerar la participación de ductos privados.

Sin embargo, las condiciones reales del mercado limitan la participación privada y una parte de la capacidad instalada de este sector está destinada a fines específicos, por lo que no son de acceso abierto. Esto hace prever que permanecerá la mayor responsabilidad en manos de PGPB, quien tiene la obligación de proporcionar acceso abierto, sobre todo ante las expectativas de demanda del sector eléctrico.

Conforme al escenario Demanda Base – Oferta Media de la prospectiva 2006 de la Secretaría de Energía, para el 2008 la capacidad instalada de transporte resultará crítica y para el 2009 rebasará la capacidad actual en 164 MMPCD, lo

³² Datos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004. Secretaría de Energía.

³³ Datos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2005. Secretaría de Energía.

³⁴ Datos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

que pone de relieve la indispensable ampliación de la capacidad instalada o la búsqueda de alternativas energéticas, sobre todo para el sector eléctrico.

e. Consumo de Gas Natural

Las tendencias mensuales de consumo están vinculadas a las ventas internas de PEMEX. El cuadro Número 15 y la Gráfica 8 muestran los resultados de los años de 2005 y 2006. En ellos se aprecia que los meses de mayo, junio julio y agosto aparentemente son los de mayor demanda de gas natural, lo que se podría explicar por el incremento en la demanda eléctrica en climas calurosos, sobre todo el norte del país que consume mayor volumen de electricidad para operación de los sistemas de aire acondicionado.

Adicionalmente, cabe considerar que en este período del año, las posibilidades de generación hidroeléctrica en la referida región del país se reducen, ya que se encuentra en época de estiaje. Esta apreciación encuentra respaldo en las hipótesis de consumo que sustentan el Horario de Verano.

Cuadro 15

VENTAS INTERNAS DE GAS NATURAL POR MES 2005 – 2006 ³⁵

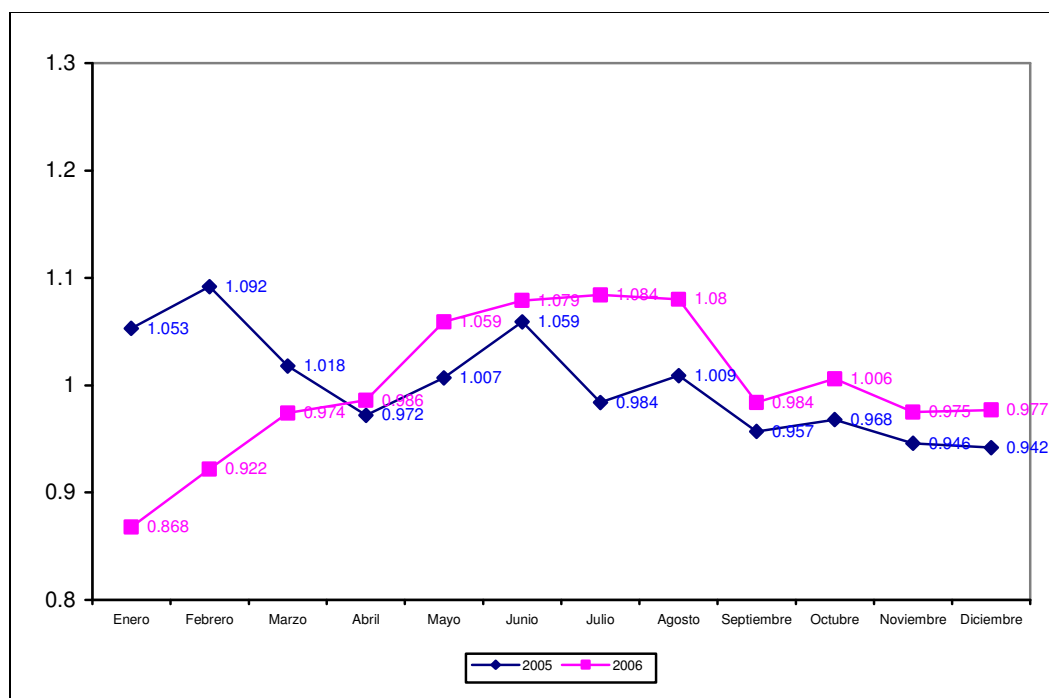
(Millones de pies cúbicos diarios)

Mes	Absoluto	Índice 2005	Absoluto	Índice 2006
Enero	2,770.7	1.053	2,564.9	0.868
Febrero	2,875.2	1.092	2,723.6	0.922
Marzo	2,679.1	1.018	2,878.5	0.974
Abril	2,557.5	0.972	2,913.1	0.986
Mayo	2,651.4	1.007	3,130.0	1.059
Junio	2,788.3	1.059	3,187.8	1.079
Julio	2,591.5	0.984	3,204.6	1.084
Agosto	2,656.7	1.009	3,190.8	1.080
Septiembre	2,518.6	0.957	2,909.1	0.984
Octubre	2,548.8	0.968	2,972.2	1.006
Noviembre	2,489.0	0.946	2,880.2	0.975
Diciembre	2,480.2	0.942	2,887.1	0.977

Fuente: Indicadores Petroleros 2007. PEMEX.

³⁵ Indicadores Petroleros Marzo 2007. PEMEX.

Gráfica 8
INDICE DE VENTAS INTERNAS DE GAS NATURAL POR MES 2005 – 2006³⁶.



Nota: El índice se obtiene con base en el dato mensual contra el dato promedio anual.

f. Importaciones de Gas Natural

Las importaciones de gas natural también alcanzaron su mayor nivel durante los meses de mayo a agosto de 2005 y 2006 (con excepción del mes de febrero de 2005, que podría tratarse de un comportamiento atípico), como se muestra en el Cuadro 16 y la Gráfica 9. Por la similitud en el régimen climático en los EUA, puede asumirse que la demanda de gas natural en ese país se refleja para los mismos meses. Sin embargo, salvo el comportamiento de los precios que obedece a factores de oferta y demanda, no se ha hecho evidente un desabasto de gas natural en el país, y las tendencias en los EUA, como se analizó en el Capítulo 1, sólo tienden a movimientos marginales en la demanda.

³⁶ Elaborado con base en datos de Indicadores Petroleros Marzo 2007. PEMEX.

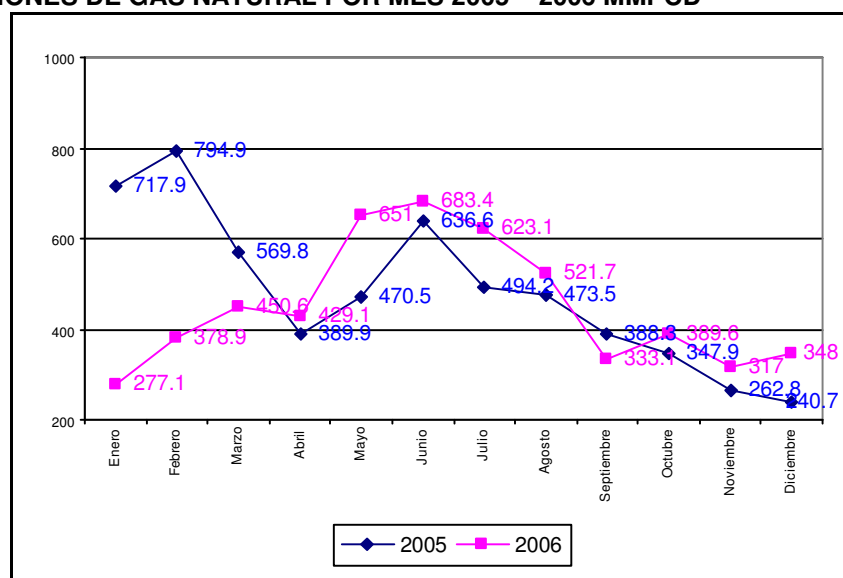
Cuadro 16
IMPORTACIONES DE GAS NATURAL POR MES

(Millones de pies cúbicos diarios)

Mes	2005	2006
Enero	717.9	277.1
Febrero	794.9	378.9
Marzo	569.8	450.6
Abril	389.9	429.1
Mayo	470.5	651.0
Junio	636.6	683.4
Julio	494.2	623.1
Agosto	473.5	521.7
Septiembre	388.3	333.1
Octubre	347.9	389.6
Noviembre	262.8	317.0
Diciembre	240.7	348.0

Fuente: Indicadores Petroleros Marzo 2007. PEMEX.

Gráfica 9
IMPORTACIONES DE GAS NATURAL POR MES 2005 – 2006 MMPCD



Fuente: Indicadores Petroleros Marzo 2007. PEMEX.

Las importaciones de gas natural durante el lapso de 1999 a 2005 presentan movimientos no tendenciales, como se muestra en el Cuadro 17 y la Gráfica 10. El incremento en el lapso considerado alcanzó casi el 439%.

Dichas importaciones se clasifican oficialmente en importaciones por logística e importaciones por balance, definiéndose cada una de ellas de la siguiente manera:

“Las importaciones por logística o de los sistemas aislados se realizan para satisfacer la demanda de gas en el norte de la república, además de que resulta mas económico suministrar el gas de EUA que transportarlo desde los centros

productores ubicados en el sureste. Éstas se llevan a cabo por Ciudad Juárez, Naco, Rosarito, Mexicali y Piedras Negras³⁷.

“Los términos de importaciones por logística y de importaciones de sistemas aislados se pueden utilizar indistintamente”³⁸.

“Importaciones por balance: Importaciones para cubrir el déficit entre la oferta y la demanda, en el Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica”³⁹.

“Importaciones de sistemas aislados: Son las que no se pueden abastecer directamente con producción nacional.”⁴⁰.

Cuadro 17
IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 1999-2005

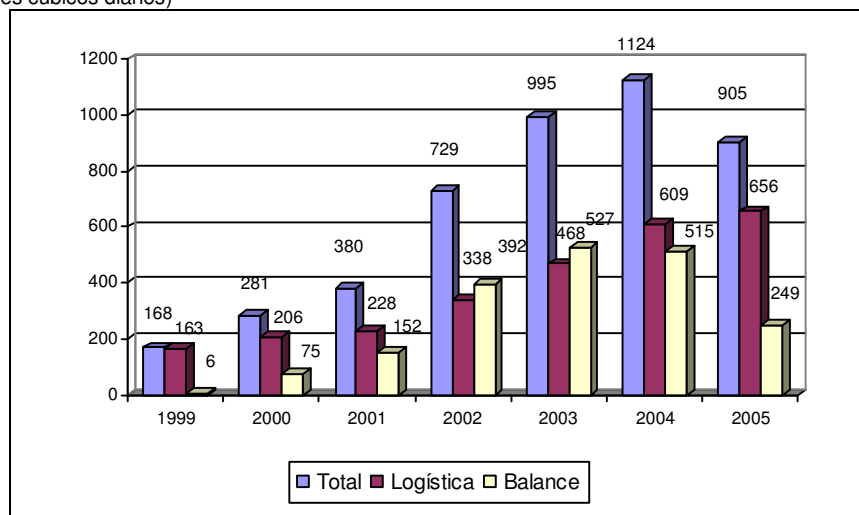
(Millones de pies cúbicos diarios)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Importación Total	168	281	380	729	995	1,124	905
Importaciones por logística	163	206	228	338	468	609	656
Importaciones de PGPB por balance	6	75	152	392	527	515	249
Participación de las importaciones por logística (%)	97.02	73.3	60.0	46.36	47.03	54.18	72.48
Participación de las importaciones por balance (%)	3.57	26.69	40.0	53.77	52.96	45.82	27.51

Elaborado con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

Gráfica 10
IMPORTACIONES DE GAS NATURAL, 1999-2005

(Millones de pies cúbicos diarios)



Elaborado con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

³⁷ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003. Secretaría de Energía.

³⁸ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004. Secretaría de Energía.

³⁹ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004. Secretaría de Energía

⁴⁰ Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004. Secretaría de Energía

Conforme se aprecia en el Cuadro 17 y la Gráfica 10, las importaciones por logística constituyeron, en términos generales, la proporción más importante del volumen total y durante el lapso expuesto a análisis se incrementaron en 302.45%, al pasar de 163 MMPCD en 1999 a 656 en 2005.

Importaciones por Región

Durante el lapso 1999 – 2005 el total de las importaciones nacionales de gas natural se destinó a la satisfacción de la demanda en las regiones Noroeste y Noreste.

Se aprecia en el Cuadro 18, que para la región Noroeste, el total del consumo se abasteció con gas natural importado, lo que es lógico debido a que se trata de un sistema aislado y ajeno a los centros de producción.

Se muestra también en el Cuadro 18 que durante el período 1999 – 2005 las importaciones totales de la región Noreste crecieron a una tasa de 19.78%. De estas, las importaciones por logística mostraron una tendencia creciente a una TMCA de 13.86% y las importaciones por balance a una TMCA de 36.22%. Lo anterior a pesar de que se dispone de producción regional de gas natural, pero su crecimiento sólo mostró una TMCA de 5.88%, por lo que resultó insuficiente para satisfacer la demanda.

Cuadro 18

IMPORTACIONES REGIONALES DE GAS NATURAL 1999-2005

(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TMCA
Consumo de gas natural de la región Noroeste									
Origen	16	24	60	97	154	253	310	334	46.20
Producción regional	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación	16	24	60	97	154	253	310	334	46.20
Importación por logística	16	24	60	97	154	253	310	334	46.20
Consumo de gas natural de la región Noreste									
Origen	983	1,174	1,279	1,325	1,648	1,891	1,956	1,838	8.14
Producción regional	802	1,024	1,058	1,042	1,072	1,150	1,143	1,267	5.88
Importación	135	145	221	283	576	742	814	572	19.78
Importación por logística	114	139	146	131	184	215	299	322	13.86
Importación de PGPB por Balance	21	6	75	152	392	527	515	249	36.22

En apego a la definición oficial publicada, se asume que al disponer la región noroeste de un sistema de transporte de gas natural aislado del resto del país y con la infraestructura actualmente en operación, sólo se podrán satisfacer los incrementos en la demanda, sobre todo del sector eléctrico, mediante la importación de gas ya que la región carece de producción.

La exploración exitosa de posibles yacimientos de gas en el noroeste del país representa la opción que le conferiría autosuficiencia a esa región, en tanto que el

desarrollo de fuentes alternas de energía podría encontrar un campo propicio, de lograr competitividad ante el gas natural.

La operación de los proyectos de regasificación en Baja California, al diversificar el origen del gas natural, solamente disminuirá el riesgo en el suministro del energético, pero la región continuará expuesta a factores de desabasto.

Lo anterior, necesariamente se continuará reflejando en términos de volatilidad del precio del gas natural, que impactará principalmente a los costos de generación eléctrica y sobre todo a las plantas de ciclo combinado.

En la región Noreste, los proyectos de regasificación manifiestan un tácito reconocimiento de la incapacidad para satisfacer la demanda regional esperada, a pesar de la explotación de la Cuenca de Burgos. También en este caso la implementación de nuevos proyectos de generación eléctrica por medio de unidades de ciclo combinado constituye un disparador de la demanda.

Para atenuar el impacto de la volatilidad de precios en el mercado internacional, desde 1995 PGPB ha instrumentado mecanismos financieros de cobertura de precios, y para 2005, ante el incremento registrado en los precios de los hidrocarburos, se expidió un Decreto el 12 de septiembre de ese año, con vigencia hasta 2006. Por el momento se ofrecen las modalidades de Cobertura con Garantías Reducidas y Cobertura con Garantías Tradicionales, previendo PGPB instrumentar a futuro nuevos esquemas⁴¹, denominados:

- Coberturas con garantías reducidas - Precio techo
- Coberturas con garantías reducidas - Precio fijo
- Coberturas con garantías reducidas - Precio túnel
- Coberturas con garantías reducidas - Precio fijo acotado

g. Gas Natural Licuado

Otra opción para el suministro de gas natural es el gas natural licuado. Como se apreció en párrafos precedentes existe alguna oferta del producto, pero su aprovechamiento exige la construcción de instalaciones especializadas para la regasificación.

A junio de 2005, la CRE ha otorgado cinco permisos para almacenamiento de gas natural en plantas regasificadoras, de los cuales Altamira se encuentra en operación, Ensenada en construcción, Manzanillo en proceso de licitación, Islas coronado como permiso otorgado y Tijuana, que posiblemente se cancele por problemas de uso de suelo.

Algunos grupos de la sociedad civil han manifestado desacuerdo con este tipo de proyectos. Con mayor intensidad se han expresado críticas a las inversiones en la

⁴¹ Página WEB Petróleos Mexicanos; Pemex Gas y Petroquímica Básica.

región de Baja California cercana a la frontera con los EUA, tanto desde el punto de vista ambiental (México pagaría el costo) para beneficiar al estado de California, EUA, ya que la legislación ambiental en ese sitio impide la construcción de plantas regasificadoras de gas natural, como lo impide el enfoque de seguridad.

h. Estructura Física del Sistema

La columna vertebral del sistema de transporte de gas natural la constituye la red de Gasoductos (Figura 3), que se complementa con estaciones de compresión y puntos de interconexión en la frontera.

i. Transporte de Gas Natural

Para octubre de 2006, la red de ductos de acceso abierto alcanzó una longitud de 11,572.5 Km y su capacidad llegó a 12,442.4 MMPCD, a través de 20 permisos vigentes expedidos por la CRE⁴². El Cuadro 19 muestra la relación de permisionarios, y los datos expresados. Adicionalmente, algunas empresas disponen de ductos para servicio propio, conectados a la red de acceso abierto.

Pemex, a través de PGPB, es directamente responsable del “Sistema Nacional de Gasoductos”, con una longitud de 8,704 Km y capacidad de 5,107 MMPCD y del sistema aislado “Naco – Hermosillo”, con 309 Km y 109.9 MMPCD, lo que arroja un total de 9,013 Km y 5,216.9 MMPCD, lo que representa el 75.21% de la longitud total del sistema y el 41.92% de su capacidad. Cabe considerar también que Pemex participa mediante asociación en algunos ductos más y todos los componentes privados se conectan al “Sistema Nacional de Gasoductos”, que opera como un sistema troncal.

La figura 4 muestra también que los centros procesadores de gas natural se encuentran principalmente en el Sureste y las otras unidades están ubicadas en la costa del Golfo de México, atendiendo a la localización de las fuentes de producción. Todas las unidades son propiedad de Pemex, en virtud de las atribuciones de que dispone el Organismo por mandato constitucional.

⁴² Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

Cuadro 19

PERMISOS DE TRANSPORTE DE ACCESO ABIERTO DE GAS NATURAL A OCTUBRE DE 2006

Permisionario	Localización	Longitud* (Km.)	Volumen promedio mmpcd	Estatus
1 Gasoductos de Chihuahua	San Agustín Valdivia - Samalayuca	38.0	328.4	Operando
2 Igasamex Bajío	Huimilpan - San José Iturbide	2.5	12.7	Operando
3 Energía Mayakan	Ciudad Pemex - Valladolid	710.0	285.1	Operando
4 FINSA Energéticos	Matamoros, Tamps.	8.0	7.9	Operando
5 Gasoductos del Bajío	Valtierrilla - Aguascalientes	203.0	90.1	Operando
6 Transportadora de GN de Baja California	San Diego - Rosarito	36.0	809.4	Operando
7 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco - Hermosillo, Son.	339.0	109.9	Operando
8 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sistema Nacional de Gasoductos	8,704.0	5,107.0	Operando
9 Kinder Morgan	Cd. Mier - Monterrey	137.2	374.3	Operando
10 Ductos de Nogales	Frontera México - EUA - Nogales	14.9	15.4	En construcción
11 Gasoductos Baja Norte	Los Algodones - Tijuana, B.C.	217.0	400.0	Operando
12 Tejas de Gas de Toluca	Palmillas - Toluca	123.2	96.1	Operando
13 Transportadora de Gas Zapata	Puebla - Cuernavaca	164.2	165.6	Por iniciar obras
14 El Paso Gas Transmission de México	Naco - Agua Prieta, Son.	12.5	215.1	Operando
15 Gasoductos de Tamaulipas	Reynosa - San Fernando	114.2	2,460.0	Operando
16 Gasoductos del Río	Valle Hermoso, Tamps.	57.9	409.7	Operando
17 Conceptos Energéticos Mexicanos	Tijuana, B.C.	1.6	9.4	Operando
18 Transportadora de Gas Natural de la Huasteca	Terminal de GNL Altamira, Tamps.- Tamazunchale, S.L.P.	198.0	339.0	Por iniciar obras
19 Tejas Gas de la Península	Valladolid - Nizuc y Punta Venado- Valladolid-Nizuc, Quintana Roo	234.5	6.5	Por iniciar obras
20 Terranova Energía	Matamoros-Argüelles Tamps	256.9	1,200.7	Por iniciar obras
Total nacional		11,572.5	12,442.4	

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

* Cifra comprometida al quinto año del otorgamiento del permiso.

Fuente: CRE.

Figura 4
RED DE DUCTOS Y CENTROS PROCESADORES DE GAS NATURAL 2006



Fuente: Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

Comparando estas cifras con las de 1999, se aprecia que la longitud de la red conforme a los permisos otorgados por la CRE alcanzó 10,988 Km con una capacidad de 206,337 MMPCD, de los cuales el “Sistema Nacional de Gasoductos” y el sistema aislado “Naco – Hermosillo” representaron el 82.29% de la longitud total y el 71.59% de la capacidad, como se muestra en el Cuadro 20.

Sin embargo, 4 gasoductos autorizados, con longitud de 529 Km y 6,725 MMPCD no se construyeron y fueron cancelados por la CRE en años posteriores, por lo que la cifra de participación de Pemex se incrementa para alcanzar el 86.46% de la longitud y 74.0% de la capacidad.

Cuadro 20

PERMISOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL OTORGADOS POR LA CRE A JULIO DE 1999.

Permisionario	Localización	Longitud* (Km.)	Volumen promedio mmpcd(*)
1 Gasoductos de Chihuahua	San Agustín Valdivia - Samalayuca	38.0	6,200
2 Igasamex Bajío	Huimilpan - San José Iturbide	2.5	360
3 Energía Mayakan	Ciudad Pemex - Valladolid	710.0	8,070
4 FINSA Energéticos	Matamoros, Tamps.	8.0	165
5 Gasoductos del Bajío	Valtierrilla - Aguascalientes	203.0	2,550
6 Transportadora de GN de Baja California	San Diego - Rosarito	36.0	22,920
7 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Naco - Hermosillo, Son.	339.0	3,113
8 Pemex Gas y Petroquímica Básica	Sistema Nacional de Gasoductos	8,704.0	144,614
9 Kinder Morgan	Cd. Mier - Monterrey	137.2	7,600
10 Tejas de Gas de Toluca	Palmillas - Toluca	123.2	2,720
11 Transportadora de Gas Zapata	Puebla - Cuernavaca	164.2	1,300
Total nacional		10,465	199,612

Elaborado con base en datos del documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999. Secretaría de Energía.
(*) Se consignan las cifras publicadas en el documento fuente.

Nota: Se omiten de consideración los permisos otorgados no ejecutados que canceló la CRE en años posteriores.

Durante el lapso transcurrido de 1999 a 2006 la longitud de ductos de transporte de acceso abierto autorizados creció en 10.57%. Lo que equivale a 1.51% anual, en tanto que la participación relativa de Pemex sólo disminuyó en 7.07% en cuanto a longitud y 42.14% en lo que concierne a capacidad.

j. Estaciones de Compresión

Hacia 2005 la capacidad instalada en estaciones de compresión ascendió a 431,360 HP, de la cual el 68.07% fue propiedad de PGPB y el restante 31.93% privada, distribuida conforme se muestra en el Cuadro 21.

Cuadro 21

ESTACIONES DE COMPRESION DE GAS NATURAL, 2005

Región	Compresión PGPB Estación	Potencia instalada (HP)	Región	Compresión privada Estación	Potencia instalada (HP)
Noreste	Chávez	3,330	Noroeste	Naco	14,300
Noreste	Ojo Caliente	4,320	Noreste	Gloria a Dios	14,300
Noreste	Santa Catarina	9,400	Noreste	El Sueco	6,160
Noreste	Los Ramones	21,250	Noreste	El Caracol	48,000
Noreste	Estación 19	23,700	Noreste	Los Indios	48,000
Centro-Occidente	Valtierrilla	4,700	Centro-Occidente	Huimilpan	6,750
Sur-Sureste	Cempoala	55,000	Total compresión privada		137,510
Sur-Sureste	Lerdo	55,000			
Sur-Sureste	Chinameca	55,000			
Sur-Sureste	Cárdenas	55,000			
Sur-Sureste	Cd. Pemex*	7,150			
Total compresión PGPB		293,850			
Total compresión			431,360 HP		

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.

La infraestructura de compresión ha sido motivo de importantes mejoras por parte de PGPB, y su gestión se ha visto fortalecida por la inversión privada.

Este factor ha contribuido de manera sustancial a reforzar la capacidad de transporte de gas natural del sistema en su conjunto, a pesar de que los incrementos en cuanto a longitud de ductos se aprecien limitados al establecer un comparativo entre los años de 1999 y 2006.

Adicionalmente, se aprecia que las inversiones realizadas, tanto públicas como privadas, aparentemente han sido eficaces, por lo que los cuellos de botella del sistema no se han evidenciado y se mantiene convenientemente su operación, a pesar de la obligatoriedad que ha asumido PGPB para operar la función de transporte de gas natural.

Otro punto que se analizará con mayor profundidad en apartados posteriores, se orienta a que un componente destacado de la estrategia de crecimiento de la infraestructura de transporte de gas natural obedece a las demandas que ha previsto CFE para la operación de unidades generadoras de ciclo combinado.

k. Zonas Geográficas de Distribución

Hacia 1995, la CRE había otorgado 21 permisos definitivos de distribución en núcleos urbanos, que benefician con el servicio a 2.1 millones de usuarios. Para su otorgamiento se operaron 2 mecanismos, la licitación en 17 zonas geográficas y la regulación en 4 más en las que ya se contaba con empresas distribuidoras establecidas, antes de que entrara en vigor el Reglamento de Gas Natural en 1995. La figura 5 muestra las zonas de distribución autorizadas por la CRE.

Figura 5
ZONAS GEOGRAFICAS DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL A 1995



Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía

I. Puntos de Interconexión

Para la importación de gas natural a través de ductos, toda ella proveniente de los EUA, para 1995 se disponía de 15 puntos de interconexión, 4 de ellos bidireccionales, por lo que permiten también el flujo para exportación. El Cuadro 22 detalla su ubicación y las capacidades de flujo.

Cuadro 22

PUNTOS DE INTERCONEXION CON ESTADOS Y CAPACIDAD A 1995

Puntos de Interconexión	Capacidad Máxima MMPCD	
	Importación	Exportación
Tijuana, B. C.	300	
Mexicali, B. C.	29	
Los Algodones, B. C.	500	
Naco, Son.	130	
Naco - Agua Prieta, Son.	215	
Agua Prieta, Son.	85	
Cd. Juárez, Chih.	80	
San Agustín Valdivia, Chih.	312	
Piedras Negras, Coah.	38	
Cd. Mier, Tamps.	425	
Argüelles (Gulf Terra), Tamps	35	50
Argüelles (Kinder Morgan), Tamps.	340	250
Reynosa (Tetco), Tamps.	250	150
Reynosa (Tennessee) Tamps.	350	300
Reynosa (Río Bravo) Tamps.	330	
Total	3,419	750

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía

m. Almacenamiento

La industria del gas natural puede ser concebida como un sistema. La definición más ampliamente aceptada de este concepto es "Conjunto de elementos interdependiente e interactuantes que forman un todo organizado con el propósito de alcanzar un objetivo"⁴³. Dicha definición se asume consistente para entender la dinámica propia de la extracción, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y consumo del gas natural.

La industria del gas natural en México carece de infraestructura de almacenamiento. Ante este factor, PGPB ha argumentado que el volumen de gas contenido en los ductos constituye en la actualidad la única reserva del producto, lo que evidentemente expresa una debilidad del sistema.

El supuesto de disponibilidad de capacidad de almacenamiento fortalecería al sistema en su conjunto, al permitirle, entre otras cosas:

- Reaccionar oportunamente ante la volatilidad de precios en el mercado.
- Mantener en equilibrio la presión en el sistema.
- Reducir posiblemente las importaciones por logística.
- Disminuir sustancialmente los riesgos de desabasto eventual.

⁴³ Chiavenato, Idalberto. Comportamiento Organizacional. Thomson 2004.

- Reducir las cargas operativas emergentes sobre el sistema.
- Reducir las emisiones de gas a la atmósfera.
- Amortiguar los riesgos de fallas en las etapas de extracción y procesamiento.
- Equilibrar la oferta y la demanda.

La carencia se ha reconocido por las autoridades y las respuestas con frecuencia se han orientado a invocar la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que admite la participación del sector privado para generar la infraestructura de almacenamiento, sin embargo, parece que la opción de negocio de esta actividad es poco atractiva.

Por otra parte, al prohibir el marco jurídico la integración vertical de la cadena del gas natural, debería analizarse detalladamente si Pemex estaría autorizado a desarrollar la infraestructura de almacenamiento, lo anterior en el supuesto de que este organismo dispusiera de recursos de inversión.

Entre las ideas que más insistentemente se han expresado al respecto es el almacenamiento en domos salinos y la reinyección a pozos secos, pero a la fecha no se vislumbran opciones reales para resolver esta carencia, cuya resolución fortalecería sustancialmente el sistema. Cabe comentar que el 8 de noviembre de 2007, la CRE otorgó el permiso para almacenar gas natural en forma subterránea en domos salinos en Veracruz, a la empresa Almacenamiento Subterráneo del Istmo, filial del Grupo Cydsa.

n. Seguridad

La seguridad constituye un aspecto de gran relevancia. La mayor parte de los problemas se han presentado en la etapa de distribución y se han originado por deficiencias de los permisionarios y errores operativos de prestadores de servicios diversos que al efectuar mantenimiento de sus instalaciones ocasionaron daños a la red de ductos.

La mayor parte de los accidentes se han presentado en zonas urbanas, entre ellas las zonas metropolitanas del Valle de México, Guadalajara y Monterrey. Una breve revisión de hechos arroja lo siguiente:

Valle de México:⁴⁴

El 15 de agosto del 2000, Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V., sufrió la fractura de un ducto que conduce gas natural y la fuga del combustible en la Delegación Venustiano Carranza.

El 18 de octubre del 2002 Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V., sufrió otra fuga de gas en la colonia la Joya de la Delegación Gustavo A Madero.

⁴⁴ Gaceta Parlamentaria de la Asamblea Legislativa del Distrito federal, número 1371, martes 11 de noviembre de 2003

El 4 de noviembre de 2003 se suscitó la explosión por la fuga de gas natural en los ductos de la empresa denominada Comercializadora Metrogas, S. A. de C. V., en el Pueblo Santa María Tepepan, Xochimilco.

El 28 de noviembre de 2003, en la colonia San Nicolás Tolentino, Iztapalapa, D. F. se presentó otra fuga en un ducto de Metrogas, S. A. De C. V.

Igualmente se reportaron incidentes en Coacalco, Ecatepec, Cuautitlán y Temascalapa, en el Estado de México.

Monterrey N.L.

El 16 de octubre de 2004 se reportó una fuga en un ducto de gas natural a cargo de la Empresa Gas Natural México en Monterrey, N. L.

Al respecto, la CRE, en uso de sus atribuciones, ha realizado peritajes y expedido resoluciones. A manera de ejemplo se citan la RES/293/2004, con relación al incidente de Monterrey, N. L. y la RES/240/2005, acerca de otro incidente en Tlalnepantla, Estado de México. Adicionalmente, las autoridades locales han adoptado medidas diversas para disminuir los riesgos a la población.

De lo anterior, se infiere la necesidad de atender las dos vertientes del problema: las empresas que prestan el servicio y los operadores de maquinaria que realizan trabajos en áreas de riesgo.

o. Terrorismo

Los atentados de julio y septiembre de 2007 que afectaron ductos de gas natural en Guanajuato, Querétaro y Veracruz, mismos que fueron reivindicados por la organización clandestina Ejército Revolucionario del Pueblo, pueden reforzar la expectativa de desconfianza en la seguridad de las instalaciones petroleras, entre ellas los ductos de gas natural. Estos acontecimientos abren un nuevo capítulo de análisis de la problemática de la industria del gas natural en México, que quedan fuera de la perspectiva de este trabajo.

p. Conclusiones

El presente Capítulo mostró las modificaciones estructurales, jurídicas y regulatorias que ha sufrido la industria del gas natural en México al permitir la participación privada en tareas fundamentales como el transporte, la distribución y el almacenamiento.

A partir de 1995, se registró un profundo cambio en el marco jurídico y regulatorio que permitió la participación del sector privado en el transporte, almacenamiento y distribución del gas natural en México, con el fin de impulsar las inversiones necesarias para generar un mercado robusto para esta industria.

Las modificaciones al marco jurídico facilitaron el fortalecimiento de un mercado abierto para el gas natural. Como resultado se tiene que a octubre de 2006 se adicionaron por el sector privado 2,529.5 Km de ductos y un volumen de 7,225.5 mmpcd.

Dichas modificaciones tuvieron la finalidad de impulsar un uso más intensivo del producto, considerando las expectativas de incremento sustancial en la oferta y por ende el respaldo al fortalecimiento de la demanda, lo que se constituyó como un elemento relevante en la política energética del país.

Si bien Pemex mantiene elevados consumos del producto, los sectores de la electricidad y el industrial asumen un papel destacado en la conformación de la demanda. Destaca el dinamismo del sector eléctrico, que ha venido transformando la planta de generación con base en la tecnología de ciclo combinado, por su mayor eficiencia y ventajas en materia ambiental.

El sector eléctrico ha mostrado gran aptitud para cambiar sus fuentes energéticas y asumió el gas natural como una fuente importante, por lo que ha resultado en un crecimiento en el consumo. El sector industrial, a pesar de una respuesta positiva, no ha alcanzado las tasas de crecimiento de consumo que se pronosticaron en su momento, motivado principalmente por el lento crecimiento económico.

La oferta ha crecido a un ritmo menor al esperado (en 2005 fue 19% menor a la prevista), por lo que ha propiciado crecientes importaciones para satisfacer la demanda (de 1999 a 2005 se incrementó en 439%), sobre todo para el sector eléctrico, lo que puede llegar a constituir un riesgo, dada la volatilidad de precios en los mercados internacionales.

Sin embargo, es notable la transformación que sufrió la demanda, a pesar de que la oferta nacional evolucionó a un ritmo menor al esperado, lo que ha dado lugar a crecientes importaciones que, a futuro, podrían generar escenarios de riesgo para el suministro:

- Los accesos fronterizos al SNG están reservados a Pemex, sólo queda capacidad para tarifas firmes muy altas o servicio interrumpible.
- El precio de importación del gas natural no refleja el costo de transporte de EU a la frontera México.
- Los permisos de transporte otorgados por la CRE en la frontera norte han permitido incrementar la capacidad de importación. Sin embargo, se requieren adecuaciones para facilitar la importación:
 - Adecuaciones a la Directiva de Precios y Tarifas para:
 - Incluir el costo del transporte del mercado de EU a la frontera para el gas natural importado.
 - Actualizar las constantes en la fórmula para reproducir las condiciones actuales del mercado de referencia.
 - Fortalecimiento de las interconexiones entre México-EU.

- Permitir el acceso abierto y el by-pass al Sistema Nacional de Gasoductos.

Otro factor a considerar es la seguridad, ya que existen sólidas evidencias de lo indispensable que es adoptar medidas que prevengan accidentes de consideración.

CAPITULO 3

PROSPECTIVA DE GAS NATURAL EN MEXICO.

En el análisis del capítulo anterior se establecieron las características y problemática del gas natural en México, abordando la presentación del marco institucional que permitió que se abriera la posibilidad de inversión privada en su transporte, almacenamiento y distribución. Bajo este enfoque se precisaron las áreas de atribución de la CRE y de Pemex, a través de PGPB.

Asimismo, se analizó el comportamiento histórico de la oferta y la demanda, lo que permitió identificar la creciente importación del producto y en paralelo el riesgo elevado de dependencia del sector energético, sobre todo para satisfacer la demanda de generación eléctrica.

También se describió la infraestructura de que disponen Pemex y el sector privado para el transporte y la cobertura geográfica de distribución, identificando las debilidades más relevantes del sistema.

El primer paso para evaluar las diferentes opciones que ayudarán a satisfacer la demanda de gas natural en México, es entender como se comportará la demanda futura de gas natural.

En México existe un documento oficial, publicado por la Secretaría de Energía denominado "Prospectiva del Mercado de Gas Natural". En este capítulo se analizan las proyecciones oficiales de la demanda del período 2000-2009 de este documento y se comparan con los datos reales obtenidos para el período 2000-2005.

Este análisis proporciona la confiabilidad de las proyecciones oficiales y determina si se pueden utilizar, sin modificación, para la próxima parte del trabajo.

a. Antecedentes

El Artículo 109 del Reglamento de Gas Natural, dispone que la Secretaría de Energía debe publicar anualmente un documento de prospectiva sobre el comportamiento del mercado nacional de gas. Éste deberá describir y analizar, para un periodo de diez años, las necesidades previsibles del país en materia de gas y comprenderá:

- La evolución futura de la demanda nacional y regional;
- La capacidad de producción existente y esperada, y
- La capacidad de transporte y distribución existente, así como las necesidades de expansión, rehabilitación, modernización, sustitución o interconexión de capacidad.

El contenido de la prospectiva se actualiza anualmente y en ella se define la dinámica esperada en las variables del mercadeo en distintos escenarios de planeación, puntualiza los retos y las posibles alternativas para la toma de decisiones.

La etimología de la palabra prospectiva proviene del griego 'prospekt' y significa el modo de mirar algo. Obviamente la forma de mirar no es un acto puramente objetivo, está sesgado culturalmente porque no hay dos personas que miren de la misma manera. Entendido así, el futuro es plural porque está abierto a todas las miradas y ofrece nuevas alternativas, es culturalmente diverso⁴⁵.

La Real Academia de la Lengua Española define prospectiva como el "conjunto de análisis y estudios realizados con el fin de explorar o de predecir el futuro en una determinada materia".

La OCDE considera esta disciplina como el "conjunto de tentativas sistemáticas para observar a largo plazo el futuro de la ciencia, la tecnología, la economía y la sociedad con el propósito de identificar las tecnologías emergentes que probablemente produzcan los mayores beneficios económicos y/o sociales".

La definición de prospectiva de Gaston Berger, uno de los fundadores de la disciplina es: "prospectiva es la ciencia que estudia el futuro para comprenderlo y poder influir en él".

b. Proyecciones Oficiales 2000 - 2009

Con el fin de analizar las proyecciones oficiales de la demanda de gas natural en México, se asume en primera instancia la revisión de las cifras proyectadas en el documento de "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009", publicado por la Secretaría de Energía.

La base metodológica para la formulación de dicho documento consiste en:

- Inicialmente estructurar una base de datos del volumen distribuido de gas natural para el período 1993 – 1999, con base en información que aportaron PGPB y las empresas distribuidoras, que se transformó a valores caloríficos.
- Elaborar un pronóstico regional de la demanda de gas natural para cogeneración y autoabastecimiento, con base en datos de plantas existentes y adición de nuevas unidades.
- Para el sector industrial, se generaron proyecciones regionales y anuales, considerando tres escenarios de crecimiento económico (base, moderado y alto), así como escenarios de precios para el gas natural, combustóleo y

⁴⁵ Elmandira M. y Malitza M. Aprender Horizontes sin Límites. Santillana, Madrid.

aplicación de la NOM-086-ECOL-1994. La demanda total de combustibles industriales se estimó con base en la suma de la demanda de cada combustible para gas natural y combustóleo a nivel regional, aplicando un modelo doble logarítmico en función del PIB manufacturero, de las exportaciones nacionales y de factores estacionales.

Para el periodo de proyección, se tomó en cuenta, además del probable ingreso de nuevas zonas de distribución, las consideraciones ambientales y se asumió la reducción lineal a cero en el consumo de combustóleo para las zonas críticas definidas por las normas NOM-085-ECOL-1994 y NOM-086-ECOL-1994.

- Los consumos del sector eléctrico, consideraron los pronósticos de operación de CFE, LFC, Productores Independientes de Energía (PIE's) y las estimaciones de cogeneración y autoabastecimiento.
- El autoconsumo del sector petrolero obedeció a las apreciaciones de los diversos organismos de Pemex.
- La demanda de los sectores residencial y de servicios, empleó una base de datos actualizada de las temperaturas medias mensuales como diferencia de la normal a escala estatal. Mediante regresiones se estimó la demanda de energéticos (gas natural, gas LP y en conjunto) para cada entidad federativa, se incluyeron como variables explicativas la población estatal, el PIB real nacional, la diferencia de temperaturas medias estatales en relación con las normales y los factores estacionales. Finalmente, con base en datos de la CRE se estimó la penetración del gas natural en cada zona de distribución.
- Para pronosticar el consumo del sector transporte se adoptaron como base los patrones de penetración establecidos para la Zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM).

Entre los supuestos fundamentales para el decenio en cuestión se apreció una economía nacional dinámica, apalancada en el crecimiento de la industria manufacturera y exportaciones crecientes.

El escenario base de demanda consideró, para el lapso 2000 – 2009, un crecimiento promedio del PIB nacional de 5.2%, que comprendería para el sector manufacturero una tasa de 6.7% y un incremento de las exportaciones de 12.5%. En este supuesto, la demanda de gas natural aumentaría a una tasa anual de 10.1%.

El escenario moderado de demanda, contemplaría un crecimiento promedio del PIB nacional de 3.7%, en tanto que el PIB manufacturero se ubicaría en el orden de 5.0% en promedio y el crecimiento de las importaciones estaría ubicado en

9.6%. Bajo este esquema la demanda de gas natural crecería a una tasa anual de 9.0%.

Por su parte el escenario alto, implicaría un crecimiento promedio de 6.2% en el PIB nacional, en el que el PIB manufacturero se incrementaría en 7.7% y un aumento en las exportaciones de 15.5%. Con estas consideraciones la demanda de gas natural crecería a 11.1%. Los supuestos básicos de proyección se muestran en el Cuadro 23.

Cuadro 23

ESCENARIOS DE ACTIVIDAD ECONOMICA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2000 – 2009.

Escenario	Crecimiento promedio %			
	PIB Nacional	PIB manufacturero	Exportaciones	Demanda de gas natural
Moderado	3.7	5.0	9.6	9.0
Base	5.2	6.7	12.5	10.1
Alto	6.2	7.7	15.5	11.1

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009. Secretaría de Energía.

El producto de las proyecciones, se reflejó en tres escenarios (base, moderado y alto), de los cuales aquí se analizarán dos escenarios de demanda, el denominado escenario base, que asume una visión tendencial o inercial y el escenario alto.

c. Escenario de Demanda Base

La prospectiva 2000 – 2009 apreció para el período en cuestión, que en el escenario base, la demanda se comportaría a una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 8.17%, que se integra en su dimensión sectorial de la forma que muestra el Cuadro 24.

El autoconsumo de Pemex se estimó con una TMCA de 4.02% y sus recirculaciones internas en 5.0%; el sector industrial fue apreciado con 5.78%, el eléctrico es el más elevado y llegó a 14%; a pesar de su limitada participación los sectores residencial-servicios y transporte vehicular se consideraron en 15.68% y 42.42%, respectivamente.

En cuanto a la participación relativa de cada uno de los sectores, para el 2000, Pemex incluyó autoconsumo y recirculaciones internas que representaron 41.19%, mismo que disminuye hacia 2009 para quedar en 27.84%; el sector industrial observa el mismo comportamiento ya que en el año 2000 fue de 32.12% mientras que en 2009 alcanzó 25.67%; el sector eléctrico incrementa sustancialmente su importancia al subir de 24.37% en el 2000 a 41.16% en 2009; en tanto que el residencial y de servicios sube de 2.21% a 4.34% y el autotransporte de 0.07% a 0.09%.

Cuadro 24

PROYECCION 2000 -2009 DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL. ESCENARIO BASE

(Millones de pies cúbicos diarios)

Proyecciones	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TMCA (%)
Oferta	4,775	5,629	6,680	7,149	7,626	8,274	8,771	9,323	9,816	10,477	8.17
Nacional	4,259	4,831	5,302	5,574	6,108	6,818	7,532	7,872	8,070	7,990	6.49
Importación	515	798	1,378	1,575	1,517	1,456	1,239	1,452	1,746	2,487	17.05
Demanda	4,775	5,629	6,680	7,149	7,626	8,274	8,771	9,323	9,816	10,477	8.17
Pemex*	1,967	2,439	2,633	2,648	2,672	2,781	2,829	2,850	2,890	2,917	4.02
Sector Industrial	1,534	1,633	1,940	2,056	2,162	2,271	2,364	2,450	2,553	2,690	5.78
Sector Eléctrico	1,164	1,418	1,926	2,216	2,493	2,855	3,154	3,553	3,860	4,313	13.99
Sector Residencial	106	133	172	216	278	336	378	407	431	455	15.68
Transporte Vehicular	3	6	9	13	21	32	46	63	83	103	42.42

Fuente: Elaborado con datos de la Prospectiva del Mercado de Gas natural 2000 – 2009. Secretaría de Energía.

*Incluye autoconsumo y recirculaciones internas

Al analizar la distribución regional de la demanda se aprecia que la región del Golfo absorbe la mayor proporción, en virtud de que las principales instalaciones de Pemex se ubican en esa zona, así como importante infraestructura de generación eléctrica; su TMCA se estimó en 7.08% para el lapso 2000 - 2009.

La Noreste asume la segunda posición en importancia debido a las necesidades de los sectores eléctrico, industrial y petrolero; su TMCA se apreció en 10.77% durante el período considerado. La zona centro se manifiesta como la tercera en virtud de la actividad de los sectores eléctrico, industrial, residencial y de servicios; su TMCA se previó que alcanzara el 8.62% durante el lapso.

La Peninsular Sureste se ubica en cuarto término con motivo de la demanda de los sectores petrolero y eléctrico, con una TMCA de 2.57%. La región Occidente destaca por su actividad industrial y el dinamismo del sector eléctrico, se estimó una TMCA de 7.96% entre 2000 y 2009. La Noroeste, a pesar de que ocupa el sexto término por demanda en el año base de proyección, destaca por su elevado dinamismo a causa del crecimiento de la infraestructura eléctrica, que alcanza una TMCA de 13.11%.

La demanda de la región sur ocupa la séptima posición y obedece fundamentalmente al sector petrolero, en el lapso 2000 – 2009 se proyectó como la menos dinámica, con una TMCA de 7.95%. La región Peninsular Norte, situada en la octava posición, se prevé que supere sus consumos sustancialmente, en virtud del desarrollo del sector eléctrico y muestra en las proyecciones una TMCA de 19.87%. El Cuadro 25 muestra las proyecciones regionales para el período 2000 – 2009.

Cuadro 25

DEMANDA DE GAS NATURAL POR REGION 2000 – 2009

(Millones de pies cúbicos diarios)

Región	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TMCA
Golfo	1,440	1,498	1,640	1,931	2,059	2,263	2,341	2,539	2,609	2,854	7.08
Noreste	936	1,107	1,502	1,582	1,807	2,088	2,283	2,421	2,538	2,602	10.77
Centro	797	926	1,164	1,256	1,300	1,375	1,445	1,490	1,661	1,822	8.62
Peninsular Sureste	902	1,286	1,378	1,309	1,254	1,181	1,108	1,131	1,142	1,162	2.57
Occidente	318	345	408	439	466	513	570	589	632	684	7.96
Noroeste	267	311	405	413	493	553	671	771	828	915	13.11
Sur	67	70	75	83	88	120	144	145	146	144	7.95
Peninsular Norte	48	87	109	136	159	181	208	237	262	294	19.87
Total	4,775	5,629	6,680	7,149	7,626	8,274	8,771	9,323	9,816	10,477	8.17

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009. Secretaría de Energía.

Lo anterior, remite a considerar el importante peso específico que otorgó la Secretaría de Energía al sector eléctrico en la formulación de las proyecciones de demanda para el lapso 2000 – 2009.

Los resultados actuales sectoriales para el lapso 2000 – 2005 manifiestan sesgos de consideración contra las proyecciones formuladas en el año 2000, algunos explicables en atención a que el comportamiento general de la economía no alcanzó las expectativas presentadas, ni siquiera las más conservadoras. El cuadro 26 muestra los resultados alcanzados.

Cuadro 26

BALANCE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL 2000 – 2005

(Millones de pies cúbicos diarios)

Balance 2006	2000	2001	2002	2003	2004	2005	TMCA
Oferta	4,372	4,454	4,863	5,322	5,750	5,952	5.28
Nacional	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,046	3.56
Importación	281	380	729	995	1,124	905	21.52
Demanda	4,326	4,358	4,855	5,287	5,722	5,890	5.28
Pemex*	1,286	1,310	1,290	1,323	1,405	1,483	2.40
Sector Industrial	1,019	838	966	922	957	935	-1.42
Sector Eléctrico	1,011	1,157	1,506	1,836	2,050	2,014	12.17
Sector Residencial	80	85	193	100	106	106	4.80
Transporte Vehicular	1	1	2	2	2	2	12.25

Nota: las diferencias en el balance se reportan como exportación, variación de inventarios y diferencias estadísticas
Elaborado con base en datos de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006 – 2015. Secretaría de Energía.

*Incluye autoconsumo y recirculaciones internas.

Cabe considerar al respecto que el peso inercial del crecimiento del PIB en el año 2000 pudo haber sesgado las estimaciones, pero además el escenario pudo haberse “contaminado” por los compromisos derivados de la oferta política del gobierno federal 2000 – 2006, que ponderó como elemento sustancial el de lograr un crecimiento sostenido de 7% en este rubro.

El análisis particular de cada concepto muestra que la oferta proyectada fue superior a la real, a pesar de que las importaciones superaron la TMCA prevista, al pasar de 17.05% a 21.52%. Este comportamiento se explica en función de que la producción nacional, que se había estimado que creciera a una TMCA de 6.49%, sólo alcanzó el 3.56%.

La demanda, que se proyectó con una TMCA de 8.17% únicamente alcanzó el 5.28%.

El sector industrial refleja notablemente el comportamiento de las principales variables macroeconómicas, sobre todo el PIB, de tal manera que de una TMCA estimada en 5.78% mostró un retroceso a -1.42%.

El sector eléctrico mostró un comportamiento más acorde a las proyecciones efectuadas en 2000, mostrando solamente una variación de 1.8% en el lapso, al lograr una TMCA de 12.17% contra el 14% previsto.

A pesar de que la demanda de los sectores residencial y de servicios es marginal, las previsiones también fueron lejanas a la realidad reportada, quedando con una TMCA de 4.80% contra el 15.68% proyectado.

También con una presencia marginal, el sector de autotransporte quedó sumamente rezagado de las apreciaciones plasmadas en la prospectiva de gas para el lapso 2000 – 2005, ya que de un crecimiento proyectado de una tasa media de 42.42% únicamente alcanzó el 12.25%. Al respecto, se aprecia preliminarmente que la volatilidad de precios y el monto de las inversiones para conversión de las unidades, representaron un obstáculo a la difusión de la tecnología del gas natural comprimido.

Las desviaciones entre el comportamiento del mercado de gas natural para el lapso 2000 – 2005 y la proyección del ejercicio de prospectiva de gas natural 2000 – 2009 en su escenario base se muestran en el Cuadro 27. En él se aprecia que, al expresar en términos relativos la proporción entre las cifras estimadas en 2000 y las reales, tanto la estructura metodológica del modelo, como las premisas para el ejercicio pueden ser mejoradas sustancialmente, impulsando la abstracción de un ejercicio eminentemente técnico de los marcos de referencia que asumen los escenarios políticos.

Es evidente que el sector sujeto a mayor sobreestimación en las proyecciones del escenario base que realizó la Secretaría de Energía en el 2000, fue el sector industrial. Si bien el comportamiento del PIB contribuye a explicar el fenómeno, también conviene considerar los factores de sustitución de los combustibles industriales en función de competitividad de los productos finales y la eficiencia y eficacia en el desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución. Consideraciones similares son aplicables para explicar el comportamiento de los sectores residencial y de servicios, y sobre todo el autotransporte.

Por su parte, las importaciones de gas natural en el escenario base tienden a ser una debilidad estratégica del sistema, al pasar de 515 MMPCD a 2,487, esto es, un incremento de 382.91% y de constituir el 10.78% de la oferta en el 2000, pasa a ser el 23.73% en 2009.

Esta debilidad de la industria del gas natural en México debe ser analizada con profundidad, ya que se traduce en una excesiva dependencia bajo variables que difícilmente pueden ser controladas por el gobierno.

Cuadro 27

VARIACION EN EL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2000 – 2005 CONTRA LAS PROYECCIONES DEL ESCENARIO BASE.

(Porcentaje)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Oferta	-9.22	-26.38	-37.36	-34.33	-32.63	-39.01
Nacional	-4.11	-18.58	-28.25	-28.85	-32.04	-35.12
Importación	-83.27	-110.00	-89.03	-58.29	-34.96	-60.88
Demanda	-10.38	-29.16	-37.59	-35.22	-33.28	-40.48
Autoconsumo Pemex	11.20	-7.11	-15.03	-9.11	-2.45	1.84
Sector Industrial	-50.54	-94.87	-100.83	-122.99	-125.91	-142.89
Sector Eléctrico	-15.13	-22.56	-27.89	-20.70	-21.61	-41.76
Sector Residencial	-32.50	-56.47	10.88	-116.00	-162.26	-216.98
Transporte Vehicular	-200.00	-500.00	-350.00	-550.00	-950.00	-1500.00

d. Escenario de Demanda Alta

El escenario alto es aun más severo. Como se apuntó previamente, entre las premisas para su estimación se consideró un crecimiento promedio del PIB nacional de 6.2% y del PIB manufacturero de 7.7% para el lapso 2000 – 2009. La proyección se muestra en el Cuadro 28.

Cuadro 28

PROYECCION 2000 -2009 DE OFERTA Y DEMANDA DE GAS NATURAL. ESCENARIO ALTO

(Millones de pies cúbicos diarios)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TMCA
Oferta	4,259	5,678	6,766	7,308	7,879	8,562	9,211	9,986	10,720	11,416	10.36
Nacional	4,259	4,831	5,302	5,574	6,108	6,818	7,532	7,872	8,070	7,990	6.49
Importación	524	847	1,465	1,734	1,770	1,764	1,679	2,115	2,650	3,425	20.65
Demanda	4,783	5,678	6,766	7,308	7,879	8,562	9,211	9,986	10,720	11,416	9.09
Pemex	1,967	2,439	2,633	2,648	2,672	2,781	2,829	2,850	2,890	2,917	4.02
Sector Industrial	1,533	1,640	1,958	2,083	2,207	2,328	2,453	2,592	2,740	2,889	6.54
Sector Eléctrico	1,165	1,442	1,967	2,310	2,651	3,050	3,441	3,995	4,483	4,960	15.59
Sector Residencial	106	133	172	217	282	342	388	423	454	484	16.40
Transporte Vehicular	12	24	36	51	66	82	100	127	153	166	30.04

Fuente: Elaborado con datos de la Prospectiva del Mercado de Gas natural 2000 – 2009. Secretaría de Energía.

*Incluye autoconsumo y recirculaciones internas

En este escenario, la oferta se incrementa con base en las importaciones, que pasan de una TMCA de 17.05% en el escenario base a 20.65% en el escenario alto, y en términos absolutos de 524 MMPCD en 2000 a 3,425 MMPCD en 2009. La producción nacional se mantiene constante en ambos escenarios.

La demanda se incrementa en casi un punto porcentual, al pasar de una TMCA de 8.17% a 9.09%. Entre sus rubros más destacados se aprecia que los consumos de Pemex permanecen constante con una TMCA de 4.02% en ambos escenarios.

Por su parte, en el escenario alto, la demanda del sector industrial se incrementa en ocho décimas de punto porcentual, al pasar su TMCA de 5.78% a 6.54%, lo que puede explicarse ante un mayor crecimiento esperado del PIB nacional y del PIB de la industria manufacturera, así como el incremento de las exportaciones. Al respecto, cabe considerar que la influencia de las exportaciones implica un reconocimiento de que el mercado interno desempeña una función marginal en el modelo de proyección.

El sector eléctrico muestra un crecimiento marginal entre ambos escenarios, al pasar de una TMCA de 13.99% a 15.59%. Esto muestra que las estimaciones que asumen como soporte las expectativas de los programas de operación para la generación, son consistentes al interior del modelo.

La variación en los sectores residencial y de servicios muestra un comportamiento estable, al subir sólo siete décimas de punto porcentual entre los escenarios base y alto.

Es más severa la variación en el sector de transporte vehicular, que pasa de una TMCA de 42.42% a 30.04%, sin embargo, debido a su papel marginal en la configuración de la demanda tiene poco efecto en el comportamiento del modelo.

El Cuadro 26 mostró el balance oferta – demanda para el período 2000 – 2005. Con base en esas cifras y las estimaciones del escenario alto publicado en la Prospectiva de Gas 2000 – 2009, se muestra en el Cuadro 29 la variación en el comportamiento de la oferta y la demanda para 2000 – 2005 bajo este escenario.

Cuadro 29

VARIACION EN EL COMPORTAMIENTO DE LA OFERTA Y LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2000 – 2005 CONTRA LAS PROYECCIONES DEL ESCENARIO ALTO

(Por ciento)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Oferta	-9.40	-27.48	-39.13	-37.32	-37.03	-43.85
Nacional	-4.11	-18.58	-28.25	-28.85	-32.04	-35.12
Importación	-86.48	-122.89	-100.96	-74.27	-57.47	-94.92
Demanda	-10.56	-30.29	-39.36	-38.23	-37.70	-45.37
Pemex*	11.20	-7.11	-15.03	-9.11	-2.45	1.84
Sector Industrial	-50.44	-95.70	-102.69	-125.92	-130.62	-148.98
Sector Eléctrico	-15.23	-24.63	-30.61	-25.82	-29.32	-51.44
Sector Residencial	-32.50	-56.47	10.88	-117.00	-166.04	-222.64
Transporte Vehicular	-1100.00	-2300.00	-1700.00	-2450.00	-3200.00	-4000.00

Fuente: Elaborado con datos de la Prospectiva del Mercado de Gas natural 2000 – 2009. Secretaría de Energía.

*Incluye autoconsumo y recirculaciones internas

Con el fin de precisar los elementos comparativos entre los escenarios base y alto el Cuadro 30 muestra las diferencias entre ambos, para cada sector que constituye la demanda.

Cuadro 30

DIFERENCIAS ENTRE EL ESCENARIO ALTO CONTRA EL ESCENARIO BASE 2000 – 2009
(Por ciento)

Concepto	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Oferta	0	1	1	2	3	3	5	7	9	9
Nacional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importación	2	6	6	10	17	21	36	46	52	38
Demanda	0	1	1	2	3	3	5	7	9	9
Pemex*	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sector Industrial	0	0	1	1	2	3	4	6	7	7
Sector Eléctrico	0	2	2	4	6	7	9	12	16	15
Sector Residencial	0	0	0	0	1	2	3	4	5	6
Transporte Vehicular	300	300	300	292	214	156	117	102	84	61

Elaborado con base en datos de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009. Secretaría de Energía.

*Incluye autoconsumo y recirculaciones internas

e. Demanda del sector industrial.

Para el sector industrial, y en particular para las empresas manufactureras, la globalización lleva implícita una intensa competencia por los mercados, y en este contexto a pesar de las imperfecciones de algunos mercados, la variable de precio de sus productos finales es determinante.

El costo de la energía es un factor que incide sustancialmente en algunas ramas de la producción industrial, por lo que la búsqueda de opciones estables y previsibles se ha convertido en un elemento estratégico de sus procesos. El enfoque de que el gas natural sólo compite con el combustóleo constituye una limitante severa para la proyección a largo plazo del mercado, lo que aunado a la volatilidad del precio del gas natural puede representar un factor restrictivo para la expansión de la demanda.

Importantes empresas nacionales y grandes consumidoras de energía, han buscado nuevas opciones, como el coque de petróleo para la industria cementera. Esta variable no fue considerada plenamente en el ejercicio de prospectiva 2000 – 2009.

El sector residencial busca seguridad en el sistema de suministro y mejor precio por el combustible doméstico. Los resultados para el lapso 2000 – 2005 manifiestan que las proyecciones, en el escenario base y sobre todo en el escenario alto, fueron demasiado optimistas, a pesar de que la variable de precio del gas LP se consideró en el modelo. Además, los accidentes en los sistemas de distribución han tenido alta difusión en los medios y ante estos factores se aprecia que se requerirá de un largo plazo para captar el interés de los consumidores residenciales.

La volatilidad de precios del gas natural no fue considerada como factor determinante en el comportamiento del mercado. En contraparte, la fórmula de precios determinada por la CRE que asume como referencia el precio ponderado del mercado spot, omite que las importaciones de Pemex tienen referentes contractuales y protecciones financieras de precios que le confieren estabilidad.

Sólo los grandes usuarios pueden tener facilidades para importar y operar en esquemas equivalentes y entre éstos se destaca CFE.

f. Demanda del Sector Eléctrico

Del lado de la demanda existen impulsores del desarrollo del mercado de gas natural, como el uso cada vez más frecuente de este combustible para la expansión de la capacidad de generación de energía eléctrica basada en tecnología de ciclo combinado; el compromiso de usar combustibles más limpios como resultado de la introducción de estándares ambientales más rigurosos que limitan la emisión de contaminantes ambientales; y, finalmente, el fomento de la participación privada en el desarrollo de infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

Participación de las fuentes alternas

Las proyecciones del sector eléctrico fueron bastante cercanas al comportamiento de la demanda. La preocupación de fondo surge de la creciente dependencia de la generación eléctrica al gas natural. Aún considerando otras fuentes de energía.

Algunas energías renovables son consideradas por CFE como parte de la capacidad de generación instalada en el país. Los renglones particulares que se contemplan son la energía eólica y la geotermia; sin embargo, su contribución es marginal. Un factor determinante para el desarrollo de la infraestructura de generación es la estabilidad en el suministro y sólo la geotermia está exenta de la aleatoriedad que conllevan los factores climáticos.

La energía solar está limitada por el elevado costo de almacenamiento que conlleva y los factores de incertidumbre en la oportunidad de generación, por lo que se limita a sistemas pequeños.

La biomasa, en su modalidad de aprovechamiento de desechos orgánicos para producción de metano, ha sido aplicada en sistemas locales de autosuministro para generación eléctrica (Monterrey y Aguascalientes), pero su alcance es limitado. Otras vertientes, como el biodiesel y el etanol aún mantienen costos poco competitivos y hay oposición en algunos sectores, en virtud de que se aprecia que la alimentación humana debe ser la prioridad en el sector agrícola. Se asume que ésta es la razón por la que el modelo de prospectiva del mercado de gas natural omitió considerarlas.

Otras posibilidades surgen del desarrollo de tecnologías relativamente recientes. Entre ellas la gasificación integrada con ciclo combinado, apta para suministrar gas de síntesis obtenido a partir de carbón mineral, coque de petróleo, biomasa y otros materiales orgánicos.

En México, las refinerías Madero y Cadereyta disponen de coquizadoras. Dadas las características del petróleo crudo que constituyen las reservas nacionales,

clasificado como pesado, la producción de combustóleo retrocederá y se obtendrá mayor volumen de coque, lo que impulsará que en los procesos de modernización del resto de las refinerías contemplen la instalación de más plantas coquizadoras, tal como ya se considera en los planes y programas de Pemex Refinación. Adicionalmente, el país dispone de yacimientos carboníferos en Coahuila y Nuevo León.

El gas de síntesis obtenido mediante gasificación puede ser empleado como materia prima para la síntesis de otros compuestos como alcohol, amoníaco e, incluso, combustibles líquidos sintéticos. También puede ser utilizado como combustible en un proceso de generación de energía eléctrica. En el caso de la gasificación de materiales con alto contenido de azufre, como el carbón mineral y el coque de petróleo, el azufre se libera como sulfuro de hidrógeno (H_2S) y no como dióxido de azufre (SO_2). Esto ofrece una ventaja adicional sobre un proceso de combustión, ya que el H_2S puede recuperarse y convertirse en azufre, el cual pudiera posteriormente comercializarse. El gas de síntesis limpio resulta ser un combustible alternativo que puede emplearse en la generación de energía eléctrica.

Un punto en contra, al utilizar carbón o coque de petróleo es el hecho de que las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) se incrementan respecto a quemar gas natural. Sin embargo, este inconveniente podría ser salvado con el surgimiento de tecnología de secuestro de CO_2 , cada vez más eficaz y económica. En el mundo existe una veintena de plantas de ciclo combinado con gasificación integrada y es probable que el crecimiento de la capacidad de generación en Estados Unidos sea mediante este tipo de plantas, ya que cuentan con reservas muy altas de carbón mineral y producciones importantes de coque de petróleo⁴⁶.

Se reportan también posibilidades de aplicación de otros recursos tecnológicos, como es el uso de lecho fluidizado⁴⁷.

La prospectiva de gas natural 2000 – 2009 considera solamente la generación de energía eléctrica con base en gas natural en centrales de ciclo combinado.

Se aprecia de utilidad la comparación de las cifras de demanda de gas natural para generación de electricidad de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009 con ejercicios de años posteriores. Para tal fin se asume que para el ejercicio 2004 - 2013 la metodología aplicada se haya depurado y los resultados de las proyecciones sean más consistentes. Los resultados se muestran en el Cuadro 31.

⁴⁶ Armando Llamas, Ruth Reyna y Federico Viramontes. La Gasificación como Alternativa al Gas Natural en las Plantas de Ciclo Combinado. Revista Transferencia, ITESM, Campus Moterrey. Año 18, N° 69, Enero 2005.

⁴⁷ Manuel Fernández Montiel, José Miguel González Santaló, Arnulfo Gutiérrez Ramírez, Julio Milán Foressi, y Cesar Romo Millares. Tendencias Tecnológicas en los Procesos de Combustión en la Generación de Electricidad. Tendencias Tecnológicas Boletín IIE, Mayo – Junio de 1998.

Cuadro 31

COMPARATIVO DE LAS PROYECCIONES DE DEMANDA DEL SECTOR ELECTRICO 2000 Y 2004. ESCENARIO BASE

(Millones de pies cúbicos diarios)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
2000	2,216	2,493	2,855	3,154	3,553	3,860	4,313
2004		2,114	2,163	2,372	2,620	2,897	3,037
Diferencia		379	692	782	933	783	1276

Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 -2009 y Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004 - 2013

El nivel de importaciones de gas natural durante el lapso de 2000 a 2005 mantiene una estrecha correlación con los consumos del sector eléctrico, del orden de 0.97. Para comparar este dato con los de otros sectores durante el mismo período se estimaron los correspondientes índices de correlación, con los resultados de Pemex 0.72; sector industrial 0.01; sector residencial y de servicios 0.24 y sector de autotransporte 0.92⁴⁸.

Si bien dada la participación del sector eléctrico en la demanda, de antemano podía preverse una alta correlación con las importaciones, los niveles de los otros sectores son poco representativos, salvo el caso del autotransporte, pero en función de su participación marginal tiene escasa relevancia.

g. Conclusiones

El análisis de las proyecciones oficiales plasmadas en el documento de "Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 – 2009" a la luz del comportamiento observado en la realidad para el lapso 2000 - 2005, expresa que los supuestos del comportamiento de la economía, sobre todo del PIB, fueron sobreestimados, lo que dio lugar a que la demanda fuera inferior a la prevista, sobre todo en el sector industrial. El período se caracterizó también por una elevada volatilidad de precios en el mercado internacional, lo que también influyó en que el consumo fuera menor al esperado.

Las proyecciones oficiales de la demanda de gas natural en México, plasmadas en el documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000 - 2009, publicado por la Secretaría de Energía consideraron como premisa una economía dinámica, apalancada en el crecimiento de la industria manufacturera y exportaciones crecientes.

La demanda del sector eléctrico tuvo un comportamiento cercano al esperado, debido a que las bases de proyección se sustentan en las previsiones de operación de CFE.

Los sectores residencial y de servicios y el de autotransporte, a pesar de que presentaron sesgos de consideración con respecto a las estimaciones, su peso específico es reducido con relación al comportamiento agregado de la demanda.

⁴⁸ Elaboración propia con información de SENER.

El escenario base, contempló un crecimiento promedio del PIB nacional de 5.2%, que comprendería para el sector manufacturero una tasa de 6.7% y un incremento de las exportaciones de 12.5%. En este supuesto la demanda de gas natural aumentaría a una tasa anual de 10.1%.

El escenario alto implicaría un crecimiento promedio de 6.2% en el PIB nacional, donde el PIB manufacturero se incrementaría en 7.7% y aumentarían las exportaciones de 15.5%. Con estas consideraciones la demanda de gas natural crecería a 11.1%.

Los resultados sectoriales, en el escenario de demanda base para el lapso 2000 – 2005, manifiestan sesgos de consideración contra las proyecciones formuladas en el año 2000 (la demanda se proyectó con una TMCA de 8.17% y se alcanzó sólo el 5.28%), las diferencias contra el escenario de demanda alta son aún más severas (la demanda se proyectó con una TMCA de 9.09%).

Para el sector industrial, el ritmo de crecimiento de la demanda es inferior al estimado, se explica en función del comportamiento general de la economía, que no alcanzó las expectativas y porque algunas empresas grandes consumidoras de energía requieren de suministro económico y estable, lo que les ha conducido a buscar fuentes alternas.

Por su parte el sector eléctrico se comportó más acorde a las proyecciones (al lograr una TMCA de 12.17% contra el 14% previsto en el escenario base y 15.59% en el escenario alto). Las importaciones crecientes, que mantienen una alta correlación con los consumos de este sector, expresan una debilidad estratégica del sistema.

Si bien las importaciones estuvieron por debajo de lo proyectado conservaron una tendencia creciente, manteniendo una estrecha correlación con el consumo del sector eléctrico (0.97), lo que pone en evidencia una severa debilidad de la política energética en materia de gas natural, ya que se asumen considerables riesgos para el sector de la energía en su totalidad, dada la importancia creciente de las plantas de generación que utilizan gas natural como combustible.

Lo anterior conduce a reflexionar sobre alternativas para las unidades de ciclo combinado, apuntándose como una posibilidad el sistema integrado de gasificación – ciclo combinado. Esta opción adquiere mayor relevancia al considerar las características del crudo que en la actualidad oferta Pemex (pesado) y que muy probablemente llegue a constituir la mayor proporción de su oferta futura. Este crudo producirá menor proporción de combustible e incrementará el coque, que en la actualidad tiene un mercado restringido.

CAPITULO 4

EVALUACION DE RIESGOS DEL USO EXTENDIDO DE GAS NATURAL EN EL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL.

En el Capítulo 3 se analizaron las proyecciones de demanda del gas natural en México plasmadas en el documento “Prospectiva del Mercado de Gas Natural” publicado por la Secretaría de Energía, y se compararon las cifras proyectadas contra el comportamiento real del mercado.

Las cifras proyectadas fueron sobreestimadas en función de escenarios muy optimistas del desempeño de la economía mexicana, por lo que la demanda, sobre todo del sector industrial, fue inferior a la prevista. Por su parte, las diferencias que mostró el sector eléctrico fueron de menor magnitud.

Independientemente, se pudo apreciar que para satisfacer la demanda nacional de gas natural se ha acudido a crecientes importaciones del mismo, las cuales mantienen una estrecha correlación con el consumo del sector eléctrico. A futuro, este documento oficial y versiones posteriores indican que México continuará esta tendencia irrestrictamente.

Lo anterior pone en evidencia una debilidad de la política energética nacional, tanto en el área de producción de gas natural, como la consecuente incapacidad para satisfacer las necesidades de generación eléctrica con base en este combustible. Esta situación muestra que si se quiere reducir el riesgo de depender de importaciones de gas natural, el sector eléctrico debe ser el principal enfoque a estudiar.

En este capítulo, se desarrollan cuatro escenarios prospectivos con proyecciones al 2014 de la demanda de gas natural del sector eléctrico, evaluando las opciones que se mencionan con mayor frecuencia para reducir la dependencia de este sector respecto al consumo de gas natural: switcheo de combustibles, programas de ahorro y uso eficiente de energía, uso de energías renovables y expansión de generación por centrales nucleares.

Con base en estos escenarios y comparándolos con la prospectiva oficial (con considerables sesgos), se evalúan las opciones por el lado de la demanda que podrían ayudar a reducir el nivel de importaciones para satisfacer la creciente demanda de gas natural para el sector eléctrico en México.

Los criterios de evaluación de riesgos corresponden a condiciones que deben buscarse al diseñar cualquier política energética: confiabilidad en el abasto, diversificación energética, niveles y precios, seguridad y costos. Así, al calcular los escenarios de demanda de gas natural y las importaciones evitadas, se obtiene un parámetro que señala qué tanto se puede evitar el riesgo de depender del consumo de gas natural en el sector eléctrico nacional.

a. Antecedentes.

Las importaciones crecientes de gas natural han motivado intensas controversias acerca del comportamiento del mercado de gas natural en México, haciendo evidente la debilidad de la política energética, que ha impulsado el consumo de este producto sin respaldo suficiente en la producción nacional.

Por razones históricas que se asientan en una visión profundamente nacionalista, un segmento muy importante de la población considera la independencia energética como una extensión de la propiedad pública de las empresas energéticas, para el caso PEMEX, CFE y LyFC. Asimismo, otro segmento aprecia que por disponer el país de recursos energéticos y ser éstos del dominio público, los precios deberían comportarse de manera más favorable al consumidor final.

Para el caso del gas natural, respondiendo a las políticas públicas en la materia, los sectores industrial, eléctrico, residencial, de servicios y en menor medida de autotransporte (principalmente en la zona metropolitana del valle de México) han adoptado paulatinamente el uso de gas natural, no en la proporción que se esperaba, apreciándole las virtudes de ser de menor costo que el gas LP, seguro, confiable y amigable con el ambiente.

Sin embargo, la conformación de mercados regionales en el contexto internacional condujo a adoptar la política de asumir referentes internacionales para el establecimiento del precio nacional, internalizando de esta manera algunas variables de mercado poco comprendidas por el grueso de la sociedad, sobre todo las relacionadas con la volatilidad de los precios.

Para reducir los riesgos, los grandes consumidores han acudido a mecanismos financieros de cobertura de precios y a mercados de futuros, tanto directamente, como a través de esquemas desarrollados por Pemex.

Si bien estos mecanismos mitigan la volatilidad, el riesgo de desabasto es real, de conjugarse factores como: crecimiento estacional y regional de la demanda, inseguridad, terrorismo, interrupción de las inversiones para aumentar la oferta de gas nacional y falta de gestión prudente de las autoridades para moderar el consumo de gas natural, sobre todo en la generación eléctrica.

La política energética nacional no reconoce estas condiciones de riesgo, ya que afirma que no sería difícil o tardado el switcheo de gas natural hacia otras opciones energéticas, como el combustóleo aún cuando bajo los escenarios actuales también su oferta ha disminuido. Otras alternativas como el diesel serían económicamente poco factibles y el interés en la gasificación del coque aparentemente ha recibido poca acogida, por lo que el abanico de posibilidades es reducido.

Asegurar la entrega del energético, comprometiendo incluso a nivel de política pública la seguridad del abasto, se ha expresado como objetivo en muchos países

y no debe transcurrir mucho tiempo para que en México ésta también sea una política oficial, dado que la inversión privada, sobre todo la extranjera, asume entre sus variables estratégicas fundamentales y necesarias la seguridad en el suministro de insumos en sus procesos de producción.

b. Marco de referencia de los escenarios

Los criterios que se aplicarán para evaluar los escenarios y un análisis adecuado de opciones energéticas al consumo de gas natural se sustentan en las condiciones que se deben buscar en el diseño e implantación de una política energética pública, como son: confiabilidad, diversidad, características de los precios y seguridad.

Confiabilidad:

Este aspecto consiste en la garantía de abasto de energía para proveer el energético cuando se requiera. Se describe como meta gubernamental tanto en términos cuantitativos como cualitativos considerando la infraestructura existente, como la futura.

Al respecto, en la visión de PEMEX se sustenta el compromiso de ofertar a los consumidores combustibles de calidad y en la cantidad requerida, lo que se traduciría en garantizar el abasto.

Diversidad Energética (por tipo y fuente)

La diversidad energética ayuda a proteger al consumidor contra posibles amenazas de desabasto o interrupciones de entrega y la volatilidad de los precios. También provee un aumento en el grado de confiabilidad al reducir posibles interrupciones en el abasto energético.

Precio de Mitigación

Este precio se refiere a precios bajos del energético. En el caso del gas natural, el país podría experimentar desventajas económicas si es necesario importar grandes volúmenes, debido a que los precios del energético tienden a incrementarse dramáticamente en el largo plazo.

Precio de Estabilización

El precio de estabilización en este trabajo se refiere a evitar precios punta y volatilidad. La volatilidad de los precios consiste en variaciones no esperadas de éstos; dichos movimientos en el precio no tienen relación con las demandas estacionales. El mayor riesgo en el precio está asociado con la incertidumbre del abasto.

Seguridad (infraestructura y reservas)

La seguridad significa la habilidad de que los sistemas existentes abastezcan a los consumidores en tiempo y en forma, evitando pérdidas o interrupciones en la entrega, tanto por accidentes, como por robos, o como ocurrió en julio y septiembre de 2007, por atentados a los ductos. Este punto también incluye la posibilidad de reducir los riesgos por costos asociados con prevención o mitigación de ocurrencia de estos eventos. Estos costos no serán incluidos en los escenarios.

Teniendo en mente las consideraciones de política pública antes expuestas, se busca evaluar posible futuros en los que se reduzca la demanda de gas natural para fines de generación eléctrica o que ésta cambie su canasta de combustibles. Para ello se han seleccionado cuatro escenarios que representan opciones viables, sin que ello implique modificar los planes de desarrollo actuales para alcanzar un futuro deseable.

Los impactos en cada escenario, contra el escenario tendencial desarrollado en las proyecciones oficiales, son descritos en términos de:

1. Asegurar la confiabilidad del abasto de combustibles,
2. Mejorar la diversidad energética,
3. Mitigación y estabilización de precios y,
4. Temas de seguridad y costos asociados a los escenarios.

En suma, se proveerá de una estimación cualitativa y cuantitativa (en términos de reducción de importaciones) de la contribución que cada opción podría tener, conociendo las necesidades energéticas del país hasta el 2014.

c. Desarrollo de Escenarios

Existen cuatro áreas de oportunidad, que frecuentemente se mencionan, como opciones para evaluar en que orden de magnitud se podrían reducir las importaciones de gas natural a fin de disminuir la creciente dependencia de México en materia energética. Dichas áreas de oportunidad corresponden a los siguientes escenarios:

1. Switcheo de los ciclos combinados. Este escenario evalúa la opción de que algunas de estas plantas puedan hacer el cambio de combustibles, pasando del gas natural hacia el combustóleo. Se considera como base de las valoraciones la expansión oficial esperada de plantas de ciclo combinado.

Es evidente que el switcheo implicaría realizar adecuaciones técnicas a plantas de ciclo combinado. La evaluación técnica no se aborda en este trabajo.

2. Expansión de programas de ahorro y uso eficiente energía. Este escenario estima que los programas orientados a mejorar la eficiencia, más allá de los equipos eléctricos, se apliquen extensivamente, y se obtenga reducción en el despacho de energía. Estos nuevos programas consisten en la implementación de edificios inteligentes, iluminación eficiente y mejora en las normas de eficiencia de equipos electrodomésticos.

3. Generación Eléctrica con Renovables. Este escenario asume la construcción de plantas que emplean renovables para la generación de electricidad y las cuales serían empleadas como “energía de base” en regiones y estados que dispongan de condiciones favorables. Sin embargo, existen limitaciones físicas y tecnológicas, por lo que no representarían más del 7% de la generación total para el 2014.

4. Expansión de las centrales núcleo eléctricas. Este escenario propone la construcción de una planta similar a Laguna Verde.

d. Herramienta para la Modelación de Escenarios

Para generar los escenarios descritos se utilizó el modelo LEAP (Long Range Energy Planning System), desarrollado por el Stockholm Environment Institute Boston Center. Este es una herramienta de simulación computacional, diseñada para coadyuvar a la política energética a nivel país, región o localidad, a través de la planeación energética – ambiental en forma integrada, permitiendo así analizar los posibles impactos debidos a estrategias o planes futuros.

La plataforma está compuesta por módulos y una base de datos ambiental a partir de los cuales se calculan los impactos ambientales asociados a la evolución prevista del sistema energético. Los módulos están destinados al análisis de: la demanda, el abastecimiento (transformación y recursos), la carga ambiental, la evaluación de escenarios y la agregación de resultados.

- **Análisis de la Demanda Final:** opera como impulsor de los otros y permite calcular los requerimientos de energía, con el nivel de desagregación definido por el usuario en función de la disponibilidad de información, a partir de la selección de distintas metodologías para la programación de la demanda final, pudiendo ser a partir de las variables macro (top down), de usos finales (bottom up), o una mezcla de ambos (híbridos); o bien permite la integración directa de resultados de alguna prospectiva exógena. En cualquier caso, los resultados del módulo de demanda deben corresponder a la energía neta por fuente a ser abastecida, es decir, es un modelo contable, donde el balance de energía se debe cumplir siempre.
- **Análisis del Abastecimiento (transformación y recursos energéticos primarios y/o secundarios):** destinado a la representación de las cadenas energéticas y los procesos requeridos para abastecer la demanda de energía del sistema analizado.

- La parte de transformación acopla el consumo final de combustibles programado en el módulo de demanda final con los recursos primarios. En éste, se simula la conversión y transporte de energéticos primarios y se registran las tecnologías en operación y las opciones alternas a implementar. También tiene la opción endógena de incrementar automáticamente capacidades de acuerdo a la demanda o de reflejar en importación la demanda que sobrepasa la capacidad de producción.
- En el módulo de análisis de recursos energéticos primarios y secundarios permite contabilizar el nivel de actividad en cada proceso de producción, fuentes renovables y no renovables, así como el comercio exterior: importaciones necesarias y exportaciones posibles.
- Por tratarse de un modelo de simulación, la participación de cada fuente o proceso en los mercados energéticos es definida exógenamente y el modelo traduce las participaciones dadas en niveles de actividad, dependiendo de la evolución prevista de la demanda de energía. Esto es, las decisiones son exógenas y el propósito de este módulo es analizar las consecuencias de tales decisiones manteniendo el equilibrio oferta – demanda en todos los mercados o nodos de la red.
- Análisis Ambiental: es un marco contable destinado a calcular los impactos ambientales del funcionamiento del sistema energético, tanto en lo que se refiere a los requerimientos de energía, como a su abastecimiento. Estos impactos surgen multiplicando los niveles de actividad de cada proceso en el sistema energético por los coeficientes unitarios de impacto contenidos en la base de datos ambientales del LEAP para cada proceso.
- Análisis de Biomasa: pensado para aquellos sistemas en los cuales buena parte de los requerimientos de energía son satisfechos a partir del uso de combustibles de la biomasa. Este módulo analiza las consecuencias del uso energético en términos de su impacto sobre el uso de la tierra.
- Evaluación de Escenarios: a partir de la información sobre los costos asociados a cada proceso, tanto en el consumo como en el abastecimiento de energía, el programa realiza una evaluación económica del escenario analizado, en comparación con un escenario de referencia. En este proceso es posible incorporar una valoración económica de los recursos energéticos empleados, así como externalidades asociadas a cada proceso.
- Agregación de Resultados: este módulo permite agregar los resultados obtenidos en el análisis de escenarios particulares, a diferentes niveles, para la confección de los informes. Además, permite la evaluación de costos del sistema completo o de elementos aislados, basándose en los datos que se proporcionen.

e. Resultados

Escenarios base

De acuerdo a las proyecciones de la Secretaría de Energía, el crecimiento del mercado de gas natural se perfila como uno de los más dinámicos respecto a otros combustibles, con una tasa estimada del 5.9% promedio anual. El análisis asume como base para la comparación, los valores reportados en las proyecciones de la Secretaría de Energía en el documento “Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004-2013”, específicamente los escenarios de demanda base (BAU) y el de demanda alta (EDA):

- Escenario Base – Business as Usual (BAU)

De acuerdo a estos escenarios, el primero de ellos denominado “Demanda Base/ Oferta base” (BAU), se estima que en el periodo en estudio, la demanda nacional de gas natural experimentará un crecimiento promedio anual del 5.2% al demandar 5,722 mmpcd en el año 2004 y se incrementará a 9,493 mmpcd para el 2014 (ver cuadro 32). Sin considerar el sector petrolero, el incremento se calcula en 8.4%. En este escenario se observa una incorporación más lenta de lo estimado en años anteriores para los sectores residencial y de servicios. Se espera que el consumo de estos dos sectores sea de 296 mmpcd, representado tan sólo el 3.1% del total de la demanda.

En esta prospectiva⁴⁹, el sector autotransporte representa un mercado incipiente con una participación de menos del 1%, en cambio el sector industrial absorberá el 18.6% del mercado nacional de gas, al demandar 1,766 mmpcd en el 2014.

Para la generación de electricidad, y de acuerdo a los planes de expansión del sector eléctrico que principalmente se basa en ciclos combinados, durante los próximos 10 años este sector será el principal consumidor de gas natural, observando así una demanda promedio de 2,689.9 mmpcd en ese lapso, teniendo la siguiente distribución promedio:

- Comisión Federal de Electricidad (CFE): 788 mmpcd (26.34% del sector eléctrico)
- Luz y Fuerza del Centro (LFC): 14 mmpcd (0.47% del sector eléctrico)
- Productores Independientes de Energía (PIE): 1,842 mmpcd (61.58% del sector eléctrico)

A partir del año 2002, la presencia de los PIE en la demanda de gas natural tiene una participación significativa que aumentará con el tiempo pasando de un 28.2% a un 73.36% para el 2014. En tanto que CFE disminuirá su demanda, al tener una participación del 93.7% al inicio del periodo y ubicarse para el 2014 con una

⁴⁹ Para el análisis de la demanda se separa el consumo de PEMEX, debido a que el consumo de gas dentro del sector petrolero no está sujeto a las regulaciones de la CRE.

participación del 18.46%, ésto como efecto del programa de retiro de capacidad y de la incorporación a la oferta de electricidad de nuevos PIEs. Al final de la proyección LFC muestra un consumo marginal del 0.05%.

Cuadro 32
BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 1994-2014
ESCENARIOS: DEMANDA Y OFERTA BASE
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TMCA 1994-2004	TMCA 2004-2014	
Origen	3,256	3,353	3,629	3,835	4,155	4,207	4,372	4,454	4,863	5,322	5,750	6,117	6,666	7,479	8,376	9,162	9,555	9,721	10,273	10,390	10,499	5.9	6.2	
Producción nacional	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,185	5,631	6,075	6,825	7,301	7,469	7,553	7,562	7,570	7,704	4.0	5.2	
Gas de formación empleado por PEP ¹	132	157	181	155	175	192	186	197	201	209	243	437	494	399	327	344	337	328	320	358	355	6.3	3.9	
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	192	283	334	299	282	243	240	242	193	214	311	439	467	634	687	741	805	845	872	874	864	5.0	10.7	
Gas para Refinación directo de PEP	26	22	21	21	18	17	12	6	22	5	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-27.8	
Producción PGPB	2,458	2,376	2,615	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,158	3,304	3,448	4,095	4,451	4,619	4,674	4,747	4,552	4,665	2.5	4.0	
Directo de campos	149	190	277	381	599	750	752	710	697	763	815	1,053	1,273	1,472	1,584	1,622	1,581	1,548	1,546	1,678	1,689	18.5	7.6	
Etano inyectado a ductos de gas seco	127	109	82	47	94	114	98	101	91	95	108	93	91	100	132	144	127	157	97	108	133	-1.6	2.1	
Otras corrientes suplementarias	47	42	36	24	20	14	13	14	13	10	4	4	2	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-21.3
Importación	125	173	84	109	151	168	281	380	729	995	1,124	933	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795	24.6	9.5	
Importaciones por logística	39	50	56	68	130	163	206	228	338	445	609	669	732	722	642	558	538	590	631	680	680	31.5	1.1	
Importaciones PGPB	39	50	56	68	125	140	156	140	201	206	251	193	235	220	224	228	218	243	240	286	301	20.3	1.8	
Importaciones sector eléctrico	-	-	-	-	-	26	67	110	164	242	340	361	364	329	303	299	326	370	372	356	356	3.9	3.9	
Importaciones por particulares	-	-	-	1	6	22	24	21	27	75	116	136	137	138	88	28	20	21	21	22	23	-	-14.9	
Importaciones por balance PGPB	86	123	28	41	21	6	75	152	392	550	515	264	224	182	198	213	223	216	274	299	297	19.6	-5.4	
Importaciones por balance PGPB (filas: Kinder-Morgan MTY)	-	-	-	-	-	-	-	-	170	172	203	208	182	198	213	223	216	274	299	297	-	-	5.6	
Importaciones por balance PGPB (variables)	86	123	28	41	21	6	75	152	392	380	343	60	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.9
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79	500	711	1,090	1,325	1,362	1,785	1,841	1,819	-	-	-	-
Destino	3,240	3,356	3,630	3,787	4,092	4,199	4,350	4,383	4,860	5,287	5,722	6,117	6,666	7,479	8,376	9,162	9,555	9,721	10,273	10,390	10,499	5.9	6.3	
Demanda nacional	3,221	3,335	3,594	3,760	4,060	3,993	4,326	4,358	4,855	5,287	5,722	6,110	6,659	6,618	7,053	7,580	7,906	8,286	8,699	9,110	9,493	5.9	5.2	
Sector petrolero	751	695	735	754	825	845	913	994	995	1,037	1,110	1,303	1,427	1,390	1,417	1,510	1,560	1,599	1,565	1,595	1,678	4.0	4.2	
Pemex Exploración y Producción ²	342	325	364	357	374	399	442	505	500	515	593	757	865	857	823	856	845	860	875	897	927	5.7	4.6	
Pemex Refinación	137	135	140	180	194	198	207	230	238	270	262	279	291	300	318	360	403	403	381	382	409	6.7	4.6	
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.8	0.0	
Pemex Gas y Petroquímica Básica	272	235	230	216	256	247	264	258	256	252	255	266	271	233	276	293	311	335	309	316	341	-0.6	3.0	
Sector petrolero recirculaciones internas	444	495	651	805	904	777	930	967	999	1,104	1,203	1,356	1,458	1,293	1,386	1,424	1,412	1,403	1,406	1,396	1,397	10.5	1.5	
Sector industrial	1,404	1,479	1,523	1,465	1,499	1,472	1,392	1,155	1,260	1,207	1,246	1,291	1,292	1,359	1,457	1,505	1,546	1,600	1,654	1,703	1,766	-1.2	3.5	
Industrial	746	799	865	886	963	1,023	1,019	838	966	922	951	948	982	1,010	1,053	1,089	1,129	1,169	1,206	1,252	1,297.1	2.5	3.1	
Pemex Petroquímica	658	680	657	580	537	449	373	316	295	285	295	343	310	348	404	416	417	431	448	452	469	-7.7	4.7	
Sector eléctrico	547	589	596	653	756	821	1,011	1,157	1,506	1,836	2,056	2,014	2,310	2,378	2,570	2,895	3,119	3,395	3,763	4,087	4,306	14.2	7.7	
Público	466	494	492	538	639	705	870	987	959	965	842	712	757	646	669	802	850	937	943	865	797	6.1	-0.5	
Comisión Federal de Electricidad	437	472	467	513	601	665	835	949	924	932	814	690	724	639	667	789	841	925	933	851	795	6.4	-0.2	
Luz y Fuerza del Centro	28	23	25	24	38	40	35	38	35	33	29	22	33	7	2	13	9	13	10	14	2	0.1	-22.5	
Particulares	81	95	104	116	116	116	141	169	547	871	1,214	1,302	1,553	1,732	1,901	2,092	2,269	2,458	2,820	3,223	3,509	31.1	11.2	
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	27	89	425	625	896	953	1,203	1,382	1,551	1,742	1,919	2,108	2,470	2,873	3,159	-	-	-	-
Autogeneración de electricidad	81	95	104	116	116	116	115	80	122	194	229	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	10.9	0.4	
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	52	89	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	-	-	2.3
Sector residencial	58	57	60	62	56	57	60	64	71	81	86	116	132	151	167	180	193	204	215	224	231	3.9	10.4	
Sector servicios	18	19	20	20	20	20	20	21	22	19	20	26	31	35	39	43	48	52	57	61	65	1.0	12.8	
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	0	1	1	2	2	2	4	8	13	18	23	28	33	39	44	50	-	-	
Exportación	19	21	36	37	32	136	24	25	4	-	-	7	7	861	1,323	1,583	1,650	1,435	1,574	1,281	1,006	-	-	
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	861	1,323	1,381	1,447	1,243	1,407	1,128	874	-	-	
Exportación Privados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	91	201	203	192	168	152	132	-	-	
Variación de inventarios y diferencias*	15	-	3	-	1	38	63	78	23	71	3	35	27	-	-	-	-	-	-	-	-	5.8	-	

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.
2. Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000.
* Incluye diferencias y empaque.
Fuente: IMF, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

- Escenario Base – EDA (Demanda Alta y Oferta Base)

Este escenario, desarrollado por la SENER, plantea la posibilidad de que la oferta nacional de gas natural no se modifique, pero la demanda tenga un comportamiento más dinámico creciendo en 5.9% anual, resultado de una actividad económica que se refleja en un PIB que se incrementa en un 5.6% anual (cuadro 33). Este escenario provoca que la brecha de las importaciones se incremente, es por ello que también se seleccionó para realizar una comparación entre este escenario EDA y los escenarios alternativos propuestos en este trabajo.

Cuadro 33
BALANCE NACIONAL DE GAS NATURAL, 1994-2014
ESCENARIOS: DEMANDA ALTA Y OFERTA BASE
(Millones de pies cúbicos diarios)

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TMCA 1994-2004	TMCA 2004-2014	
Origen	3,256	3,353	3,629	3,835	4,155	4,207	4,372	4,454	4,863	5,322	5,750	6,245	6,747	7,492	8,405	9,203	9,652	9,894	10,313	10,439	10,570	5.9	6.3	
Producción nacional	3,131	3,180	3,545	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,185	5,631	6,075	6,825	7,301	7,469	7,553	7,582	7,570	7,704	4.0	5.2	
Gas de formación empleado por PEP ¹	132	157	181	155	175	192	186	197	201	209	243	437	494	399	327	344	337	328	320	358	355	6.3	3.9	
Gas para recirculaciones internas propio de PEP	192	283	334	299	282	243	240	242	193	214	311	439	467	634	687	741	805	845	872	874	864	5.0	10.7	
Gas para Refinación directo de PEP	26	22	21	21	18	17	12	6	22	5	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-27.8	
Producción PGPB	2,458	2,376	2,615	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,158	3,304	3,448	4,095	4,451	4,619	4,674	4,747	4,552	4,665	2.5	4.0	
Directo de campos	149	190	277	381	599	750	752	710	697	763	815	1,053	1,273	1,472	1,584	1,622	1,581	1,548	1,546	1,678	1,689	18.5	7.6	
Etano inyectado a ductos de gas seco	127	109	82	47	94	114	98	101	91	95	108	93	91	100	132	144	127	157	97	108	133	-1.6	2.1	
Otras corrientes suplementarias	47	42	36	24	20	14	13	14	13	10	4	4	2	22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-21.3
Importación	125	173	84	109	151	168	281	380	729	995	1,124	1,061	1,115	1,417	1,580	1,901	2,183	2,342	2,730	2,869	2,866	24.6	9.8	
Importaciones por logística	39	50	56	68	130	163	206	228	338	445	609	685	738	731	664	585	567	668	667	710	757	31.5	2.2	
Importaciones PGPB	39	50	56	68	125	140	156	140	201	206	251	200	239	225	241	247	237	295	294	284	280	20.3	1.1	
Importaciones sector eléctrico	-	-	-	-	-	26	67	110	164	242	349	362	367	333	309	309	351	350	402	432	452	6.4	6.4	
Importaciones por particulares	-	-	-	1	6	22	24	21	27	75	116	136	137	139	89	28	21	22	23	24	25	-	-14.2	
Importaciones por balance PGPB	86	123	28	41	21	6	75	152	392	550	515	376	297	186	205	223	293	308	293	286	290	19.6	-5.6	
Importaciones por balance PGPB (filas: Kinder-Morgan MTY)	-	-	-	-	-	-	-	-	170	172	209	209	186	205	223	293	308	293	286	290	290	-	5.4	
Importaciones por balance PGPB (variables)	86	123	28	41	21	6	75	152	392	380	343	167	88	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.9
Importación de gas natural licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	500	711	1,093	1,323	1,365	1,771	1,873	1,819	-	-	
Destino	3,240	3,356	3,630	3,787	4,092	4,199	4,350	4,383	4,860	5,287	5,722	6,245	6,747	7,492	8,405	9,203	9,652	9,894	10,313	10,439	10,570	5.9	6.3	
Demanda nacional	3,221	3,335	3,594	3,760	4,060	3,993	4,326	4,358	4,855	5,287	5,722	6,238	6,739	7,213	7,853	8,244	8,757	9,174	9,673	10,116	10,116	5.9	5.9	
Sector petrolero	751	695	735	754	825	845	913	994	995	1,037	1,110	1,303	1,427	1,390	1,417	1,510	1,560	1,599	1,565	1,595	1,678	4.0	4.2	
Pemex Exploración y Producción ²	342	325	364	357	374	399	442	505	500	515	593	757	865	857	823	856	845	860	875	897	927	5.7	4.6	
Pemex Refinación	137	135	140	180	194	198	207	230	238	270	262	279	291	300	318	360	403	403	381	382	409	6.7	4.6	
Pemex Corporativo	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10.8	0.0	
Pemex Gas y Petroquímica Básica	272	235	230	216	256	247	264	258	256	252	255	266	271	233	276	293	311	335	309	316	341	-0.6	3.0	
Sector petrolero recirculaciones internas	444	495	651	805	904	777	930	967	999	1,104	1,203	1,356	1,458	1,293	1,386	1,424	1,412	1,403	1,406	1,396	1,397	10.5	1.5	
Sector industrial	1,404	1,479	1,523	1,465	1,499	1,472	1,392	1,155	1,260	1,207	1,246	1,299	1,310	1,385	1,492	1,585	1,642	1,714	1,798	1,866	1,946	-1.2	4.6	
Industrial	746	799	865	886	963	1,023	1,019	838	966	922	951	956	999	1,036	1,088	1,169	1,224	1,284	1,340	1,414	1,477.0	2.5	4.5	
Pemex Petroquímica	658	680	657	580	537	449	373	316	295	285	295	343	310	348	404	416	417	431	448	452	469	-7.7	4.7	
Sector eléctrico	547	589	596	653	756	821	1,011	1,157	1,506	1,836	2,056	2,134	2,372	2,462	2,693	3,085	3,360	3,747	4,100	4,482	4,741	14.2	8.7	
Público	466	494	492	538	639	705	870	987	959	965	842	750	810	701	757	862	999	973	856	769	779	6.1	-0.8	
Comisión Federal de Electricidad	437	472	467	513	601	665	835	949	924	932	814	729	775	693	755	963	987	963	855	767	778	6.4	-0.4	
Luz y Fuerza del Centro	28	23	25	24	38	40	35	38	35	33	29	22	36	8	2	19	13	9	1	2	1	0.1	-30.4	
Particulares	81	95	104	116	116	116	141	169	547	871	1,214	1,383	1,562	1,761	1,936	2,103	2,360	2,775	3,244	3,713	3,963	31.1	12.6	
Productores independientes de electricidad	-	-	-	-	-	27	89	425	625	896	1,034	1,212	1,411	1,586	1,753	2,010	2,425	2,894	3,363	3,613	3,613	15.0	15.0	
Autogeneración de electricidad	81	95	104	116	116	116	115	80	122	194	229	238	238	238	238	238	238	238	238	238	238	10.9	0.4	
Exportación de electricidad	-	-	-	-	-	-	-	-	52	89	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	112	2.3	2.3	
Sector residencial	58	57	60	62	56	57	60	64	71	81	86	116	133	151	167	181	194	206	216	226	233	3.9	10.5	
Sector servicios	18	19	20	20	20	20	20	21	22	19	20	26	31	35	40	45	50	55	60	65	70	1.0	13.6	
Sector Autotransporte	-	-	-	-	-	0	1	1	2	2	2	4	8	13	18	23	28	33	39	44	50	-	37.7	
Exportación	19	21	36	37	32	136	24	25	4	-	-	7	7	763	1,192	1,349	1,408	1,138	1,138	766	455	-	-	
Exportación PGPB	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Exportación Privados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	182	191	175	153	133	107	-	-	
Variación de inventarios y diferencias*	15	-	3	-	38	63	78	23	71	3	35	27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.8	-	

1. Para efectos de balance, la mezcla de gas contemplada en este renglón se considera equivalente a gas seco.
2. Incluye el consumo de Compañía de Nitrógeno Cantarell a partir del año 2000.
* Incluye diferencias y empaque.
Fuente: IMF, con base en Banxico, CFE, CNA, Conapo, CRE, INEGI, Pemex, Sener y empresas privadas.

Escenarios Alternativos

Escenario 1: Switcheo de ciclos combinados.

Existen aproximadamente 5,000 MW de capacidad instalada de generación con base en ciclos combinados que consumen gas natural y podrían convertirse para operar con otros combustibles derivados del petróleo. Para el caso se asume el combustóleo. De esta manera se disminuiría en cierta proporción la importación de gas natural. Las cifras estimadas se muestran en el Cuadro 34.

Cuadro 34

REDUCCION DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE EL SWITCHEO DE PLANTAS DE CICLO COMBINADO

(Millones de pies cúbicos por día)

Importación	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Importación Escenario BAU	995	1,124	933	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795
Importación Escenario EDA	995	1,124	1,061	1,115	1,417	1,580	1,901	2,183	2,342	2,730	2,869	2,866
Nuevas importaciones Escenario BAU- Esc 1.	995	526	328	361	697	774	975	1,120	1,107	1,500	1,517	1,411
Nuevas importaciones Escenario EDA- Esc 1.	995	526	444	420	680	760	951	1,134	1,156	1,418	1,424	1,329

- **Confiabilidad.**

Se asume la disponibilidad de cierto volumen de combustóleo que podría contribuir a satisfacer con producto nacional la demanda de combustibles para la generación eléctrica, conforme se muestra en el Cuadro 35.

Cuadro 35

PRODUCCION Y VENTAS INTERNAS DE COMBUSTOLEO 2002 A FEBRERO DE 2007.

(Miles de barriles por día)

Año	Producción	Ventas	Diferencia
2002	449.6	406.2	43.4
2003	396.5	354.6	41.9
2004	368.0	332.5	35.5
2005	350.8	340.6	10.2
Enero	351.0	366.5	- 15.5
Febrero	352.5	304.5	48.0
Marzo	364.2	330.2	34.0
Abril	355.8	406.1	- 50.3
Mayo	361.1	355.7	05.4
Junio	360.8	340.0	20.8
Julio	369.1	335.9	33.2
Agosto	327.2	351.9	- 24.7
Septiembre	338.4	334.1	04.3
Octubre	317.3	301.1	16.2
Noviembre	354.0	313.2	40.8
Diciembre	358.8	345.6	13.2
2006	325.2	263.7	61.5
Enero	365.2	330.1	35.1
Febrero	324.1	291.4	32.7
Marzo	310.3	295.0	15.3
Abril	347.5	265.1	82.4
Mayo	328.6	260.2	68.4
Junio	312.3	274.0	38.3
Julio	327.5	257.7	69.8
Agosto	343.2	270.2	73.0
Septiembre	305.6	246.0	59.6
Octubre	320.6	232.7	87.9
Noviembre	300.4	222.3	78.1
Diciembre	315.8	221.4	94.4
2007	327.3	273.2	54.1
Enero	332.7	294.6	38.1
Febrero	321.2	249.6	71.6
Total	2217.4	1970.8	

Fuente: Pemex. Indicadores Petroleros, marzo de 2007

Sin embargo, existen indicios de que el crudo que se está refinando actualmente en el país es cada vez más pesado, lo que acarrearía como consecuencia, en el largo plazo, la disminución en la oferta de combustóleo al reducirse su producción e incrementarse la de coque.

Esta opción arroja una disminución de las importaciones de gas natural, que alcanzan para el año 2014 un volumen de 1,384 MMPCD para el escenario de demanda base proyectado por la SENER y de 1,537 MMPCD para el escenario alto. La proyección se muestra en el Cuadro 36.

Cuadro 36

DISMINUCION EN LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL 2004 – 2014 MEDIANTE EL SWITCHEO DE CICLOS COMBINADOS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Reducción de Importaciones debidas al switcheo o cambio de combustibles en el Sec Eléctrico/ Escenario BAU-Esc 1	598	578	674	708	776	886	966	1,061	1,191	1,303	1,384
Reducción de Importaciones debidas al switcheo o cambio de combustibles en el Sec Eléctrico/ Escenario EDA-Esc 1	598	617	695	736	819	951	1,049	1,186	1,312	1,446	1,537

(Millones de pies cúbicos por día)

Expresado lo anterior en términos relativos, se aprecia que las disminuciones en la importación del gas natural para el 2006 alcanzan su nivel más elevado con el 65% para el escenario de demanda base y 62% para el de demanda alta y el menor en 2012, con 44% en el escenario base y 48% en el alto. Los resultados se muestran en el Cuadro 37.

Cuadro 37

VARIACIONES EN LA IMPORTACION DE GAS NATURAL MEDIANTE EL SWITCHEO DE CICLOS COMBINADOS

(Porciento)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0.00	53	62	65	50	50	48	46	49	44	46	49
EDA	0.00	53	58	62	52	52	50	48	51	48	50	54

- **Diversidad Energética.**

A través de esta sustitución de gas por combustóleo se realiza una variación significativa en la canasta de combustibles que emplea el sector eléctrico. Este escenario puede exacerbar la dependencia ante el petróleo, que en la actualidad también enfrenta una situación crítica en términos de sus referentes internacionales de precios y disminución de la producción en México, por la declinación de su principal activo que es Cantarell. Sin embargo, acudir a un suministro interno y disminuir la dependencia del gas importado arroja algunas ventajas.

Como se mostró en el Cuadro 35, es posible asumir cierta disponibilidad de combustóleo en el corto plazo.

- **Precio de Mitigación y Estabilización**

Existe un potencial para este escenario en términos de que al reducir la demanda de importaciones de gas se podrían abatir, en lo general, los costos de generación. Permanece la incertidumbre respecto a que al reducir los costos de generación se impactara en los precios al consumidor, ya que el régimen de precios que aplica CFE obedece a un esquema de “precio administrado”, en el que

se pondera el costo medio de operación, tanto de las unidades de generación, como los correspondientes a transmisión y distribución.

El precio de estabilización se vería favorecido al lograrse un suministro de combustibles proveniente del mercado interno, sobre todo ante la expectativa que tiene CFE de operar a precios contractuales, lo que evitaría precio punta y disminuiría la volatilidad actual del mercado.

Asimismo, en la fijación de precios se considera el comportamiento de variables económicas vinculadas al crecimiento general de los precios y variables internas de costos de administración de CFE. El conjunto de costos, también es trasladado a LyFC, la otra empresa del estado responsable de la distribución de energía eléctrica en la zona centro del país.

Lo anterior, haría necesario un replanteamiento de la política energética y de la política hacendaria, si se pretendiera que los beneficios derivados de una disminución en los costos de generación se reflejara al consumidor final, sobre todo hacia los grandes usuarios de las ramas industriales y de servicios.

- **Seguridad**

Se aprecia que este escenario acarrearía beneficios en materia de seguridad de suministro, del energético a las plantas generadoras de electricidad, por tratarse de un producto obtenido en el país y en la medida que se estabilizara el suministro se amortiguarían los impactos de la volatilidad de precios del gas natural.

Sin embargo, debe tomarse en consideración que en los mercados internacionales, el mercado del gas natural y el del combustóleo compiten entre sí, y el segundo está fuertemente influenciado por el precio del crudo, para el caso la cotización de los mercados en los EUA.

- **Costo**

La disminución de las importaciones de gas natural tendría un efecto benéfico para la balanza comercial del país, al evitar fugas de divisas. Para efectos de la estimación de costos se asume que los precios del gas, conforme a tendencias históricas, para 2006 serían de \$1.18 millones de dólares (USD) por MMPC y conforme a estimaciones de futuros alcanzarían los \$0.604 millones de dólares (USD) por MMPC en el 2012, este último precio se mantiene hasta 2014. El Cuadro 38 muestra los efectos de las estimaciones de reducción de las importaciones en esta vertiente.

Cuadro 38

COSTO DIARIO EVITADO POR CONCEPTO DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE EL SWITCHEO DE CICLOS COMBINADOS

(Millones de dólares americanos)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0	705.64	682.04	795.32	835.44	915.68	1045.48	1139.88	1251.98	719.364	787.012	835.936
EDA	0	705.64	728.06	820.10	868.48	966.42	1122.18	1237.82	1399.48	792.448	873.384	928.348

Escenario 2: Expansión de Programas de Ahorro y Uso Eficiente de Energía.

En este escenario se ve la energía desde otra perspectiva, es decir, se ve a la energía como un medio para conseguir algo (un servicio) por lo que en realidad la demanda de energía cubre una demanda secundaria, que es la demanda de servicios que la energía puede proveer: comida caliente, ropa limpia, iluminación, viajes de negocios, comercio internacional, riego para plantaciones, calefacción, entre otras muchas cosas. Así, la demanda de energía tiene una dinámica propia que depende de los servicios energéticos (o uso final de la energía) que la energía provee.

Una estrategia energética dirigida a cumplir los objetivos del desarrollo sustentable (y seguridad energética) se fundamenta en el análisis energético por usos finales de la energía, el cual estudia de forma detallada cómo se utiliza la energía, e incorpora los conceptos de ahorro y uso eficiente de la energía. De acuerdo con diversos estudios realizados para determinar como se introducen y que tan efectivos son estos programas (Ramaje, 1983), se considera extrapolar algunos de estos programas y su efectividad (Smil, 2003⁵⁰) al Caso México teniendo en consideración la experiencia presentada por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) y Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE) en la Segunda Comunicación de País (INE, 2002).

Teniendo como base los estudios anteriores se asume que la expansión de programas de ahorro y uso eficiente de energía se orientan en dos vertientes, la primera en un aumento en la eficiencia de las centrales de ciclo combinado que hoy es de aproximadamente 50% y se espera aumente a 60% en un futuro próximo (Smil, 2003). La otra vertiente es la aplicación más intensa de programas de cambio de iluminación, refrigeración y otros por parte de la demanda de energía eléctrica, reduciendo por ende la generación.

En la segunda vertiente las propuestas de reducción se encuentran orientadas a la reducción del consumo de electricidad, para modificar la demanda de gas natural. Así, se proponen los siguientes supuestos:

⁵⁰ Actividades que requieran una mínima inversión o sólo un cambio cultural o de costumbre de uso representa un ahorro de entre el 5 y 10% como máximo. El diseño de ingeniería especializada y orientada al ahorro y uso eficiente de energía representa entre un 25 a un 30% de ahorros. Si se consideran programas continuos y de largo plazo con metas específicas representan ahorros entre un 40 a un 50% de ahorros en energía

- El sector industrial inicia con programas de ahorro de energía para aumentar sus ganancias y ser industrias limpias, se establecen metas de ahorro de consumo en un 3% anual para los tres primeros años y de un 5% anual para el periodo 2007-2011, para el final del periodo se considera un ahorro del 8% anual.
- El sector residencial reducirá su consumo en un 2% anual utilizando lámparas ahorradoras y tecnología de punta en sus electrodomésticos (por ejemplo refrigeradores certificados por el FIDE). Esto ocurrirá en los primeros cinco años, posteriormente los programas de ahorro y uso eficiente serán más agresivos bajo una tónica ambiental, teniendo como metas una reducción del 5% anual.
- El sector transporte, en este caso, como la demanda de gas natural es incipiente y de acuerdo a que la introducción de vehículos masivamente no se cumplió (SENER, 2000), no consideramos este sector en la demanda de gas natural.
- El Sector Eléctrico genera programas al interior para el ahorro de energía por lo que sus procesos son más eficientes mejorando en un 8% anual los primeros cinco años y luego aumenta a un 12% anual, estas proyecciones están en correlación con los programas que pretende establecer CFE (CFE, 2007⁵¹).
- **Confiabilidad**

Se estima que las plantas de gas se encuentran como margen de reserva en el despacho de generación, por su versatilidad para entrar en caso de una sobredemanda de energía.

Sin embargo, debido a que la generación de electricidad con gas es tan solo un componente de la oferta, en esta medida se tiene que considerar también la demanda, es decir, el cambio de los patrones de consumo podría modificar los patrones de despacho y con esto obtener una independencia energética al generar con recursos propios. El Cuadro 39 muestra los niveles de importación de gas natural que se lograrían con la aplicación de esta medida.

⁵¹ <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/informacionpublica/art7/vimetasobjetivos/cpae/>

Cuadro 39

IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE LA EXPANSION DE PROGRAMAS DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGIA

(Millones de pies cúbicos por día)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Esc BAU	995	1,124	905	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795
Esc 2	995	1,031	778	831	1,162	1,288	1,563	1,764	1,698	2,115	2,200	2,139

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Esc EDA	995	1,124	1,061	1,115	1,417	1,580	1,901	2,183	2,342	2,730	2,869	2,866
Esc 2	995	1,020	908	857	1,134	1,221	1,513	1,759	1,793	2,071	2,150	2,027

Se puede apreciar en el Cuadro 39 una reducción en la importación de gas con respecto a las proyecciones oficiales de la Secretaría de Energía plasmadas en los documentos de prospectiva, mismas que se presentaron en el Cuadro 32 y 33. Para identificar con mayor precisión las diferencias se presenta el Cuadro 40, que muestra las importaciones evitadas a través de esta estrategia.

Cuadro 40

IMPORTACION DE GAS NATURAL EVITADA MEDIANTE LA EXPANSION DE PROGRAMAS DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGIA

(Millones de pies cúbicos por día)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU – Esc 2	-	93	127	204	242	262	298	321	470	576	620	656
EDA- Esc 2	-	104	153	258	282	359	388	424	548	659	719	839

Los datos expresados en el Cuadro 40 se transformaron a cifras relativas y se consolidan en el Cuadro 41. En él, se muestra que este curso de acción adquiere una destacada importancia para disminuir las importaciones de gas natural y alcanzan para el 2014 un volumen equivalente al 23.47% en el escenario base y 29.27% contra el escenario alto.

Cuadro 41

VARIACIONES EN LA IMPORTACION DE GAS NATURAL MEDIANTE LA EXPANSION DE PROGRAMAS DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGIA

(Porcentaje)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0.00	8.27	14.03	19.71	17.24	16.90	16.01	15.44	21.68	21.40	21.99	23.47
EDA	0.00	9.25	14.42	23.14	19.97	22.72	20.41	19.42	23.44	24.14	25.06	29.27

- **Diversidad Energética.**

Este escenario se beneficia con amplitud, debido a que se consideran medidas de eficiencia energética que tienen como fin una reducción en el uso de combustibles, es decir, el consumo evitado de energéticos

De esta manera, como se mostró en el Cuadro 40, las reducciones en el volumen de gas importado se reducen desde el año 2004 en 8.27% para el escenario base y 9.25% para el escenario alto proyectados por la Secretaría de Energía.

Otra gran ventaja que ofrece esta opción se ubica en el contexto de disminución de las necesidades de capacidad instalada de generación, con lo que el margen de reserva estimado por CFE también se reduciría.

- **Precio de Mitigación y Estabilización**

Existe un potencial de reducción en los precios para este escenario en términos de una menor dependencia a la volatilidad del precio.

Es evidente también la ventaja al disminuir la importación de gas natural, ya que reduce el factor de incertidumbre de precios y al modificar la demanda tendrá efectos de estabilización de éstos o cuando menos de disminución de riesgos previsible por su incremento.

- **Seguridad**

Los impactos que genera este escenario en materia de seguridad de la infraestructura no se modifican, ya que las instalaciones necesarias para el transporte y distribución continuarán expuestas a riesgos.

Con respecto a la seguridad energética mejoran las perspectivas al disminuir la dependencia de las importaciones y reduce la competencia entre sectores de usuarios debido a la reducción en el consumo.

- **Costos**

La disminución de las importaciones de gas natural tendría un efecto benéfico para la balanza comercial del país, al evitar fugas de divisas.

Para efectos de la estimación de costos se asume que los precios del gas, conforme a tendencias históricas, para 2006 serían de \$1.18 millones de dólares (USD) por MMPC y conforme a estimaciones de futuros alcanzarían los \$0.604 millones de dólares (USD) por MMPC en el 2012, este último precio se mantiene hasta 2014.

El Cuadro 42 muestra los efectos de las estimaciones de reducción de las importaciones en esta vertiente.

Cuadro 42

COSTO DIARIO EVITADO POR CONCEPTO DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE LA EXPANSION DEL PROGRAMA DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE ENERGIA

(Millones de dólares americanos)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0	109.74	149.86	240.72	285.56	309.16	351.64	379.96	554.60	347.90	374.48	396.22
EDA	0	122.72	180.54	304.44	333.94	423.62	457.84	500.32	647.82	398.03	434.28	506.76

Escenario 3: Expansión de Generación Eléctrica con Base en Renovables.

La Secretaría de Energía tiene como objetivo “Impulsar y acelerar la comercialización de las energías renovables en México, en particular en conexión con la red eléctrica, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de otros gases, enfrentar el aumento en la demanda de energía, y cumplir con las necesidades de diversificación de fuentes de energía, indispensable para un crecimiento económico sustentable”. Si a esto le añadimos que los costos relativos de las tecnologías para generar con energía solar y eólica han disminuido, se presenta como una opción viable para el desarrollo de este escenario.

El escenario considera que existirá un programa progresivo de apoyo al uso de renovables, principalmente, solar y eólica, de acuerdo con los diversos estudios que existen en esta materia donde se especifica el potencial que tiene México en este tipo de energías. Se considera un escenario donde la energía solar crece a una tasa del 167% anual y la eólica a una tasa similar (177% anual), es decir, para el año de inicio se tiene una participación de 0.0151 PJ en solar y 0.176 PJ en eólica, para el 2014 serían 1.26 PJ generados con energía solar y 51.60 PJ producidos con energía eólica.

Se considera que la parte más fuerte de generación se ubica en la eólica por ser una tecnología que está madurando rápidamente y con un gran potencial como atractor de inversión.

Asimismo, la biomasa tiene un potencial importante, por lo que también se le evaluará en la producción de energía eléctrica para zonas rurales y comunidades pequeñas. Se cuenta con algunas experiencias con resultados satisfactorios para sistemas de generación pequeños de alcance local.

México ha logrado resultados exitosos con el uso de energía eólica en el Istmo de Tehuantepec. Existen además estudios que manifiestan la viabilidad de instalar nuevas unidades en otras regiones del país.

La energía solar ha sido ampliamente difundida por organizaciones privadas y ONG's con interés en el medio ambiente, sin embargo su difusión ha sido lenta y de alcances limitados a sistemas domésticos, por factores de costo.

Los hidrocarburos representan 67% del energético utilizado para la generación de electricidad, seguido de un 14% por generación hidráulica, 11% con carbón, 5% con energía nuclear y un 3% de generación geotermoeléctrica. En este escenario se considera que la capacidad existente con hidráulica, carbón, nuclear y geotérmica se mantendrá igual a lo largo del periodo en estudio.

- **Confiabilidad**

Reemplazar la expansión de generación convencional con base en combustibles fósiles por fuentes renovables disminuirá la demanda de gas natural y por ende impactará en la importación. Esta sustitución además de dicho efecto directo, reduciría la presión sobre la red eléctrica en la medida que los pequeños sistemas locales logran autosuficiencia.

Sin embargo, existen inconvenientes, ya que la eficiencia de operación de los sistemas de generación dependerá de factores externos, sobre todo de índole climática y geográfica que no pueden ser controlados, lo que da lugar a una baja confiabilidad.

Esta baja confiabilidad también tiene expresiones en otra debilidad de los sistemas, ya que obliga a disponer de conexiones de respaldo con la red a fin de que se pueda disponer de electricidad consistentemente, por lo que continúa manifestando un elevado nivel de dependencia energética. Por otra parte, el gas natural que se dejaría de consumir sólo incide marginalmente en la demanda total.

El Cuadro 43 muestra los volúmenes de importación que se estima sería necesario continuar importando bajo este escenario. El Cuadro 44 expresa la cantidad de gas natural que se evitaría importar.

Cuadro 43

IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICO CON BASE EN RENOVABLES

(Millones de pies cúbicos por día)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Esc BAU	995	1,124	905	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795
Esc 3	995	1,124	905	1,035	1,401	1,543	1,850	2,069	2,143	2,197	2,765	2,713

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Esc EDA	995	1,124	1,061	1,115	1,417	1,580	1,901	2,183	2,342	2,730	2,869	2,866
Esc 3	995	1,124	1,061	1,115	1,414	1,573	1,890	2,166	2,317	2,237	2,814	2,784

Cuadro 44

IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EVITADAS MEDIANTE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICA CON BASE EN RENOVABLES

(Millones de pies cúbicos por día)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU – Esc 3	0	0	0	0	3	7	11	17	25	494	55	82
EDA- Esc 3	0	0	0	0	3	7	11	17	25	493	55	82

Se puede apreciar en el Cuadro 44 que las importaciones evitadas son marginales y sólo empiezan a manifestarse cuatro años después de implementarse con 3 MMPCD en los escenarios base y alto, para alcanzar en 2014 un nivel de 82 MMPCD, también en los escenarios base y alto. Para apreciar con mayor facilidad los resultados de importaciones evitadas, por medio del Cuadro 45 se muestran los datos en su expresión relativa.

Cuadro 45

VARIACIONES EN LA IMPORTACION DE GAS NATURAL EVITADA MEDIANTE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICICO CON BASE EN RENOVABLES

(Porcentaje)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.45	0.59	0.81	1.15	18.36	1.95	2.93
EDA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.44	0.58	0.78	1.07	18.06	1.92	2.86

- **Diversidad Energética**

En este rubro, el escenario analizado muestra una fortaleza relativa al definir un cambio en la canasta de combustibles, dando lugar a beneficios tecnológicos y a un cambio cualitativo con respecto al uso de combustibles convencionales derivados del petróleo.

Con relación al efecto sobre la sustitución del gas natural, el Cuadro 45 mostró los efectos en términos relativos con relación a las proyecciones oficiales, destacando que para el año 2014 se alcanzaría el 2.93% para el escenario BAU y el 2.86% para el escenario EDA.

- **Precios de Mitigación y Estabilización.**

También en este rubro se alcanza un beneficio relativo, ya que existe un potencial de mitigación al reducir la demanda de gas natural para generación y la generación eléctrica con tecnologías renovables no está expuesta a fenómenos especulativos.

Sin embargo, al tener los posibles proyectos un campo de aplicación local, sus beneficios sólo impactan marginalmente la demanda del sistema general de suministro eléctrico y la baja confiabilidad de las energías renovables, que ya se analizó, a pesar de que disminuye la demanda, requiere del respaldo de la red.

- **Seguridad**

De igual manera, el campo de la seguridad se beneficia bajo este escenario, ya que por su alcance local, las instalaciones son mínimas y las fuentes energéticas provienen de la naturaleza para el caso de la eólica y la solar, por lo que los riesgos de pérdidas e interrupciones por robo, accidente o sabotaje son menores a la exposición de un gasoducto. Consideraciones similares son aplicables a la

biomasa, con la salvedad de que su origen pudiera no ser natural, sino de desechos orgánicos.

- **Costos**

La disminución de las importaciones de gas natural tendría un efecto benéfico para la balanza comercial del país, al evitar fugas de divisas.

Para efectos de la estimación de costos se asume que los precios del gas, conforme a tendencias históricas, para 2006 serían de \$1.18 millones de dólares (USD) por MMPC y conforme a estimaciones de futuros alcanzarían los \$0.604 millones de dólares (USD) por MMPC en el 2012, este último precio se mantiene hasta 2014.

El Cuadro 46 muestra los efectos de las estimaciones de reducción de las importaciones en esta vertiente.

Cuadro 46

COSTO DIARIO EVITADO POR CONCEPTO DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE LA EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA CON BASE EN RENOVABLES

(Millones de dólares americanos)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0	0	0	0	3.54	8.26	12.98	20.06	29.5	298.376	33.22	49.528
EDA	0	0	0	0	3.54	8.26	12.98	20.06	29.5	297.772	33.22	49.528

Escenario 4: Expansión de Generación Eléctrica usando Centrales Nucleares.

Se tiene experiencia en México para la operación de plantas de generación eléctrica con base en energía nuclear en Laguna Verde y en algún momento se ha llegado a considerar la construcción de unidades similares. Sin embargo, los proyectos se han diferido o posiblemente cancelado por razones de presión social ante los acontecimientos mundiales, sobre todo la difusión del accidente de Chernobyl en la ex Unión Soviética y Three Mile Island en EUA.

Se asume la construcción de una planta nuclear similar en capacidad a la de Laguna Verde (1,365 MW). Cabe mencionar que los costos de generación más bajos en México son los de la central nuclear Laguna Verde.

- **Confiabilidad**

Dadas las características de la industria núcleo eléctrica, sus sistemas de operación están sujetos a estrictas medidas de seguridad cuya aplicación es vigilada por organismos internacionales, por lo que la confiabilidad en el suministro de insumos para la operación de reactores y la generación de energía eléctrica tienen un elevado nivel.

La importación de gas natural en este escenario se muestra en el Cuadro 47 y puede apreciarse que es poco significativo, pero mejora la condición de confiabilidad en el suministro de gas para las unidades que continuarán operando con este combustible. El Cuadro 48 muestra las reducciones en la importación de gas natural que tendrían lugar bajo este escenario.

Cuadro 47

IMPORTACIONES DE GAS NATURAL MEDIANTE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICO USANDO CENTRALES NUCLEARES

(Millones de pies cúbicos por día)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Esc BAU	995	1,124	905	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795
Esc 4	995	1,124	905	950	1,316	1,463	1,774	1,998	2,086	2,605	2,732	2,707

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Esc EDA	995	1,124	1,061	1,115	1,417	1,580	1,901	2,183	2,342	2,730	2,869	2,866
Esc 4	995	1,124	1,061	1,030	1,329	1,492	1,814	2,096	2,259	2,644	2,780	2,778

Cuadro 48

IMPORTACIONES DE GAS NATURAL EVITADAS MEDIANTE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICO USANDO CENTRALES NUCLEARES

(Millones de pies cúbicos por día)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU – Esc 4	0	0	0	85	88	87	87	88	82	86	89	89
EDA- Esc 4	0	0	0	85	88	88	87	87	83	86	89	88

Se aprecia que las importaciones evitadas de gas natural son de alcance limitado, debido a que solo se plantea la construcción de una planta, y se expresan a partir de 2006 con 85 MMPCD para el escenario BAU como EDA. Esta contribución, si bien se mantiene, sólo alcanza los 89 MMPCD para el 2014 en el escenario BAU y 88 MMPCD en el escenario EDA. La expresión de estas cifras en términos relativos de reducción de importaciones con respecto a las cifras proyectadas oficiales se muestra en el Cuadro 49.

Cuadro 49

VARIACIONES EN LA IMPORTACION DE GAS NATURAL MEDIANTE EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION ELECTRICO USANDO CENTRALES NUCLEARES

(Por ciento)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0.00	0.00	0.00	8.21	6.27	5.61	4.67	4.22	3.78	3.20	3.12	3.15
EDA	0.00	0.00	0.00	7.62	6.21	5.57	4.58	3.99	3.54	3.15	3.10	3.07

- **Diversidad Energética**

El escenario es robusto, ya que contribuye a un cambio en la canasta de combustibles al lograr el propósito de disminuir la importación de gas natural para generación eléctrica y evitar la dependencia de otros combustibles derivados del petróleo.

En el Cuadro 48 se expresaron las importaciones de gas natural evitadas que surgen de la aplicación de esta vertiente de análisis y el cuadro 49 reportó los datos en términos relativos.

- **Precio de Mitigación y Estabilización**

También en este ámbito se logran beneficios relativos. En el contexto de la mitigación se reduce la demanda de gas natural para la generación, con lo que se alcanza el propósito de evitar las desventajas económicas derivadas del suministro de un combustible que expresa una tendencia creciente en su precio.

En lo que concierne al precio de estabilización, también el cambio de combustible aleja los riesgos de volatilidad en los precios.

- **Seguridad**

Como se mencionó anteriormente, las experiencias en la operación de centrales núcleo eléctricas han dado lugar a estrictos modelos regulatorios sancionados por organismos reconocidos internacionalmente, dada la gravedad que pueden tener los accidentes en dichas instalaciones. Sin embargo, las evidencias muestran que a pesar de las medidas preventivas aplicables el riesgo es latente.

En cuanto a interrupciones en el suministro eléctrico por otros motivos, sobre todo atentados, lo delicado de las operaciones y la complejidad de las instalaciones conduce a la adopción de medidas extremas de protección que reducen sustancialmente los riesgos.

La disposición final de los desechos radiactivos es de alto nivel y larga vida.

- **Costo**

La disminución de las importaciones de gas natural tendría un efecto benéfico para la balanza comercial del país, al evitar fugas de divisas.

Para efectos de la estimación de costos se asume que los precios del gas, conforme a tendencias históricas, para 2006 serían de \$1.18 millones de dólares (USD) por MMPC y conforme a estimaciones de futuros alcanzarían los \$0.604 millones de dólares (USD) por MMPC en el 2012, este último precio se mantiene hasta 2014. El Cuadro 50 muestra los efectos de las estimaciones de reducción de las importaciones en esta vertiente.

Cuadro 50

COSTO DIARIO EVITADO POR CONCEPTO DE IMPORTACIONES DE GAS NATURAL USANDO CENTRALES NUCLEARES PARA GENERACION ELECTRICA

(Millones de dólares americanos)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	0	0	0	100.30	103.84	102.66	102.66	103.84	96.76	51.94	53.15	53.15
EDA	0	0	0	100.30	103.84	103.84	102.66	102.66	97.94	51.94	53.76	53.15

f. Resumen

Cuadro 51

CARACTERISTICAS DE LOS ESCENARIOS

Escenario 1. Switcheo de ciclos combinados.	5,000 MW instalados en ciclos combinados que podrían convertirse a combustóleo.
Escenario 2. Expansión de programas de ahorro y uso eficiente de energía.	a) Aumentar eficiencia en plantas de ciclo combinado de 50% a 60% y aplicación intensa de programas de cambio de iluminación y refrigeración. B) Ahorro en consumo de la industria de 3% anual en los tres primeros años, 5% anual para 2007-2011 y después 8% anual; reducir consumo en el sector residencial en 2% anual en 5 primeros años, utilizando lámparas ahorradoras y tecnología de punta en electrodomésticos, después reducir consumo en 5% anual; ahorro de energía en el sector eléctrico, mejorando procesos en 8% anual en los 5 primeros años y luego 12% anual.
Escenario 3. Expansión de generación eléctrica con base en renovables.	Programa progresivo de apoyo al uso de renovables (solar y eólica) con base en potencial en México. Se considera que la solar crece a tasa de 167% anual y eólica 177% anual.
Escenario 4. Expansión de generación eléctrica usando centrales nucleares.	Construcción de planta nuclear de 1,365 MW de capacidad.

Reducción total de las importaciones.

Cuadro 52

REDUCCION TOTAL DE LAS IMPORTACIONES CONSIDERANDO LOS CUATRO ESCENARIOS

(Millones de pies cúbicos por día)

Escenario Importación	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
BAU	995	1,124	933	1,035	1,404	1,550	1,861	2,086	2,168	2,691	2,820	2,795
Switcheo de energía	0	598	578	674	708	776	886	966	1,061	1,191	1,303	1,384
Ahorro de energía	0	93	127	204	242	262	298	321	470	576	620	656
Renovables	0	0	0	0	3	7	11	17	25	494	55	82
Nuclear	0	0	0	85	88	87	87	88	82	86	89	89
Total escenarios	0	691	705	963	1,041	1,132	1,282	1,392	1,638	2,347	2,067	2,211
% reducción	0	61	76	93	74	73	69	67	76	87	73	79

Escenario Importación	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
EDA	995	1,124	1,061	1,115	1,417	1,580	1,901	2,183	2,342	2,730	2,869	2,866
Switcheo de energía	0	598	617	695	736	819	951	1,049	1,186	1,312	1,446	1,537
Ahorro de energía	0	104	153	258	282	359	388	424	548	659	719	839
Renovables	0	0	0	0	3	7	11	17	25	493	55	82
Nuclear	0	0	0	85	88	88	87	87	83	86	89	88
Total escenarios	0	702	770	1,038	1,109	1,273	1,437	1,577	1,842	2,550	2,309	2,546
% reducción	0	62	73	93	78	81	76	72	79	93	80	89

g. Conclusiones

La importación de gas natural continuará siendo un componente indispensable para satisfacer la creciente demanda del combustible, toda vez que los sectores eléctrico, industrial, residencial y servicios continuarán incrementando sus consumos.

Si bien el consumo de los sectores residencial, servicios y autotransporte ha tenido y mantendrá una participación marginal en función de la demanda total, su demanda continuará aumentando, debido a que los combustibles que tienen carácter sustitutivo también mostrarán alta volatilidad o crecimiento sostenido en sus precios ante las expectativas del comportamiento del mercado petrolero.

Por su parte, el consumo del sector industrial ha mantenido y posiblemente mantendrá sus tendencias atendiendo al comportamiento de la economía, sobre todo el crecimiento del PIB y la dinámica de las exportaciones, así como a la búsqueda de fuentes energéticas más baratas que garanticen su competitividad en los mercados globales.

En lo que concierne al sector eléctrico, a menos que se introduzcan cambios sustantivos en la política energética, continuará incrementando su demanda en atención a la instalación de nuevas plantas generadoras de ciclo combinado. Su consumo de gas natural tendrá también la característica de ser consistente con la demanda de electricidad.

Los resultados que muestran los cuatro escenarios permiten apreciar que es posible reducir las importaciones en diferente medida, pero las acciones encaminadas a disminuir la demanda de energía eléctrica a través del switcheo de combustibles y el ahorro y uso eficiente de la energía parecen ser las más promisorias.

La variabilidad que expresan los resultados de cada uno de los escenarios evaluados se debe a que los supuestos en que se sustentan son disímiles, pero se logra el propósito de abordar diversos cursos de acción orientados a reducir el consumo de gas natural y, por ende, reducir sus importaciones, que pueden llegar a constituir un factor de dependencia económica del país y de riesgo para satisfacer las demandas internas de energía.

CONCLUSIONES GENERALES

Las reservas de gas natural en México aparentemente serían suficientes para abastecer el consumo. Sin embargo, el ritmo de producción ha sido inferior al crecimiento de la demanda, a pesar de las estrategias que se han adoptado para extracción de gas no asociado por medio de los Contratos de Servicios Múltiples. En virtud de lo anterior, aún es destacado el aporte del gas asociado al crudo y por el momento las expectativas de desarrollo de nuevos yacimientos son poco evidentes, lo que podría llegar a constituir un cuello de botella en el sistema que sólo se resolvería mediante más importaciones.

La postura oficial sustenta que existen recursos potenciales, tanto de petróleo como de gas no asociado, pero los tiempos necesarios para la exploración y desarrollo de los campos puede llegar a ser un factor crítico para el suministro, de conjugarse factores que impulsen la demanda, sobre todo un comportamiento favorable de la economía, que se traduciría en crecimiento de la demanda del sector industrial y en crecimiento en la demanda de electricidad.

Si se acumulan los volúmenes de reducción de importaciones de gas natural para los cuatro escenarios: Switchero de ciclos combinados, Expansión de Programas de Ahorro y Uso Eficiente de Energía, Expansión de Generación Eléctrica con Base en Renovables y Expansión de Generación Eléctrica usando Centrales Nucleares y se compara dicho volumen contra los volúmenes de los escenarios BAU y EDA, se obtiene que en los próximos siete años es posible reducir las importaciones de gas natural del orden de 75% en el escenario BAU y 81% en el escenario EDA.

El resto de las importaciones podría denominarse “el factor de riesgo del sector eléctrico”, si se presentara una emergencia respecto a la confiabilidad en el abasto, falta de diversificación energética, condiciones de seguridad o desnivelación en los precios del energético.

Esto se traduce en la conveniencia de introducir en el marco de las políticas públicas nuevos enfoques destinados a racionalizar el consumo de gas natural del sector eléctrico y considerar nuevas fuentes de abastecimiento del propio gas, tal como ya lo ha venido percibiendo CFE al considerar al gas natural licuado.

Si bien la construcción de plantas regasificadoras permitirá disminuir la dependencia con respecto al mercado regional de América del Norte y diversificar las fuentes de suministro, se mantendrá la debilidad del sistema energético e incluso podría dar lugar a mayor competencia por el producto en el mercado del Golfo de México, en tanto que el de la costa del Pacífico tendería a lograr su equilibrio, ya que la infraestructura de generación eléctrica en Baja California respaldará el consumo de California, EUA.

Otro aspecto que justifica el análisis desde el punto de vista de la política pública para disminuir los riesgos es la disponibilidad de posibles sustitutivos del gas

natural, sobre todo el combustóleo, con respecto al cual, conforme se mencionó, PEMEX está en proceso de disminuir su oferta debido a cambios en la composición del crudo que se extrae y regulaciones ambientales más estrictas, lo que se traduciría en mayor disponibilidad de coque y menor de combustóleo en el proceso de refinación.

De aquí podría surgir una nueva opción para la generación eléctrica, integrando plantas gasificadoras de coque a las centrales de ciclo combinado. Como se mencionó, existen en la actualidad una veintena de plantas en el mundo operando con este sistema. La valoración de los resultados que se están logrando se aprecia de utilidad. Asimismo, otras tecnologías como el lecho fluidizado, pueden ser motivo de mayor análisis.

Las expectativas de precio del gas natural también pueden llegar a constituirse como un riesgo en el sistema energético nacional, por el lado de la demanda, ya que si bien en los EUA los mercados del combustóleo y del gas se comportan de manera independiente y en alguna forma competitiva, la dinámica de precios entre petrolíferos y gas natural mantiene cierto paralelismo, por lo que las expectativas del precio del petróleo también deben ser motivo de análisis para el diseño de la política pública en materia de gas natural.

Otro riesgo que se aprecia en la industria del gas natural es la ausencia de capacidad de almacenamiento, lo que incrementa los riesgos a los que está expuesta la demanda por la volatilidad de los precios. La política pública también deberá considerar este factor que desempeña una gestión estratégica en la estabilidad del mercado.

En cuanto a la infraestructura de transporte de gas, se aprecia que la parte sustancial del compromiso recae en PEMEX, a través del Sistema Nacional de Gasoductos, al que se interconectan buena parte de los ductos privados. Este sistema parece estar llegando al límite de su capacidad, por lo que también podría presentarse en algún momento no lejano insuficiencia del sistema. Los atentados de julio y septiembre de 2007 en los estados de Querétaro, Guanajuato y Veracruz tuvieron graves repercusiones económicas en las regiones Occidente, Bajío, Centro y Sureste por la suspensión del suministro de gas natural, independientemente del daño a otras fuentes energéticas.

Este trabajo de investigación evalúa los riesgos de la política de expansión del sistema eléctrico nacional a partir de gas natural, lo cual es su objetivo. Sin embargo, se considera que se deben continuar evaluando alternativas al esquema de crecimiento del sector eléctrico. No existe una solución aislada, sino que debe buscarse la suma de distintas alternativas cuyo desarrollo tecnológico y comercial presenten ya grados de madurez.

Ante esta situación, la política energética debe ser altamente previsoras, ya que el desarrollo de los proyectos y su puesta en marcha requieren de importantes

tiempos de maduración y la realización de cuantiosas inversiones para los propios proyectos y para el desarrollo de la infraestructura ligada a los mismos.

Sin lugar a dudas las decisiones que tomen las autoridades en la materia, deberán considerar aspectos económicos y financieros, además de los análisis necesarios más específicos sobre la capacidad y recursos energéticos con que cuenta el país.

En resumen, es evidente que existe un riesgo en la política de expansión del sector eléctrico con base en gas natural. Se estima conveniente considerar en una posible revisión de la política energética algunos puntos como: racionalización del consumo de gas natural del sector eléctrico, búsqueda de nuevas fuentes de abastecimiento del propio gas natural, revisar la disponibilidad de posibles sustitutos del gas natural, búsqueda de nuevas tecnologías de generación eléctrica, precios del petróleo, crear capacidad de almacenamiento de gas natural y ampliar la capacidad del sistema nacional de gasoductos.

BIBLIOGRAFIA

1. Armando Llamas, Ruth Reyna y Federico Viramontes. La Gasificación como Alternativa al Gas Natural en las Plantas de Ciclo Combinado. Revista Transferencia, ITESM, Campus Monterrey. Año 18, Nº 69, enero 2005.
2. BP Statistical Review of World Energy, June 2004
3. BP Statistical Review of World Energy, June 2006
4. Chiavenato, Idalberto. Comportamiento Organizacional. Thomson 2004.
5. CRS Report for Congress, Jim Nichol and Steven Woehrel, Order Code RS22378, February 15, 2006. Versión electrónica.
6. Deutsche Welle, 17 de febrero de 2007. Versión electrónica.
7. Diario Oficial de la Federación 20 de marzo de 1996, modificada mediante Resoluciones números RES/061/2002, RES/242/2002, RES274/2002, RES/047/2003, RES201/2003 y RES284/2004.
8. Diario Oficial de la Federación, 4 de octubre de 1993.
9. Diario Oficial de la Federación, 11 de mayo de 1995.
10. Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 1995.
11. Diario Oficial de la Federación, 27 de septiembre de 1996.
12. Diario Oficial de la Federación, 3 de junio de 1996.
13. Diario Oficial de la Federación, 31 de octubre de 1995 y Reformada el 23 de enero de 1998.
14. Edith Yáñez Ramírez. Alternativas para la conversión de residuales en México. 2007.
15. El Sector Eléctrico en México. INEGI, 1992.
16. Elmandira M. y Malitza M. Aprender Horizontes sin Límites. Santillana, Madrid.
17. Estudio sobre el impacto del horario de verano en la sociedad mexicana. Universidad Nacional Autónoma de México. 2000.
18. Gaceta Parlamentaria de la Asamblea Legislativa del Distrito federal, número 1371, martes 11 de noviembre de 2003.

19. Indicadores Petroleros, marzo 2007. PEMEX.
20. Ley de la Comisión Reguladora de Energía DOF, 31 de octubre de 1995 y 23 de enero de 1998.
21. Manuel Fernández Montiel, José Miguel González Santaló, Arnulfo Gutiérrez Ramírez, Julio Milán Foessi, y Cesar Romo Millares. Tendencias Tecnológicas en los Procesos de Combustión en la Generación de Electricidad. Tendencias Tecnológicas Boletín IIE, Mayo – Junio de 1998.
22. Página WEB Petróleos Mexicanos; Pemex Gas y Petroquímica Básica.
23. Página WEB Comisión Federal de Electricidad:
<http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/informacionpublica/art7/vimetasobjetivos/cpaee/>
24. Página WEB Secretaría de Energía: planeolico.iae.org.mx/4tocol/20-JuanSener.pps
25. Pemex. Indicadores Petroleros, marzo de 2007.
26. Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1999. Secretaría de Energía.
27. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2000. Secretaría de Energía.
28. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2001. Secretaría de Energía.
29. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2002. Secretaría de Energía.
30. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003. Secretaría de Energía.
31. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2004. Secretaría de Energía.
32. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2005. Secretaría de Energía.
33. Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2006. Secretaría de Energía.
34. Prospectiva del Sector Eléctrico 2003. Secretaría de Energía.
35. Reglamento de Gas Natural, Diario Oficial de la Federación, 8 de noviembre de 1995.
36. Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía.

37. The New Tools of Russian Power: Oil and Gas Pipelines. 11:10, 03/01/2001, by Ariel Cohen, Ph.D., The Heritage Foundation, Washington, December 29th. Versión electrónica.
38. U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA), con datos a febrero de 2007.
39. U.S. Bureau of Economic Analysis (BEA), versión electrónica.
40. Visión del Mercado de Gas Natural de América del Norte. SENER. 2005.