

## **CAPÍTULO 2**

### **2. Mercado nacional de gas natural 1997-2007**

#### **Introducción**

Este capítulo ofrece el panorama actual y la evolución del mercado nacional de gas natural durante los últimos 10 años, analizando la oferta, la demanda, el comercio exterior, el desarrollo de infraestructura, la evolución de los proyectos públicos y privados, así como los precios nacionales hasta 2007.

En el análisis destacan algunos aspectos relevantes ocurridos en 2007, como el incremento de la producción nacional de gas natural, la diversificación de las importaciones de gas natural licuado (GNL) al abastecer 250 mmpcd del mercado interno con gas proveniente la terminal de regasificación de Altamira. Al mismo tiempo, continuó en ascenso la demanda interna, motivado por los proyectos del sector eléctrico y por los precios relativos del gas. Estos últimos favorecieron un mayor consumo de gas sobre muchos combustibles sustitutos cuyos precios siguieron el alza de los precios del crudo en los mercados de referencia. Además, las exportaciones de gas natural por el área de Reynosa registraron un máximo histórico en el último año.

## 2.1. Consumo de gas natural, 1997-2007

Durante 2007, la actividad económica en México presentó un menor dinamismo que en el año anterior. El Producto Interno bruto (PIB) registró un crecimiento real anual de 3.3%, en comparación con 4.8% en 2006. Esta desaceleración se originó, principalmente, por un menor crecimiento de la demanda externa, aunque también el gasto interno atenuó su ritmo de expansión. Por su parte, la disminución del crecimiento de la masa salarial y de los ingresos por remesas del exterior contribuyeron a la desaceleración del consumo privado.

La evolución de la inflación en México durante 2007 se vio afectada por el alza en las cotizaciones internacionales de diversas materias primas, particularmente, las utilizadas como insumos en la producción de alimentos. Cabe señalar, que en 2007 la inflación a nivel mundial repuntó, debido principalmente al incremento de precios de los energéticos y los alimentos, provocado por el crecimiento de la demanda interna de diversas economías emergentes. Lo que se reflejó en la actividad económica de México<sup>14</sup>.

Pese al entorno, la creciente utilización del gas natural a lo largo de la última década continuó en ascenso durante 2007. De esta manera, el consumo de gas natural creció 6.8% respecto al año anterior, para alcanzar un promedio de 6,975 mmpcd. Si bien, el crecimiento de la actividad económica nacional de 2007 fue más bajo que en 2006, el comportamiento del precio del gas natural respecto a otros combustibles durante el año, favoreció a un crecimiento considerable en la demanda del hidrocarburo dentro del mercado interno.

El impacto positivo de la estabilidad del precio sobre el consumo de gas natural resultó de la escalada constante de los precios del petróleo, que a su vez incrementó los precios de sus derivados que compiten con el gas natural en los sectores de uso final. No obstante, el precio de venta de primera mano del gas natural en Ciudad Pemex promedió 5.89 USD/M BTU en 2007, apenas 0.02 USD/M BTU más que en 2006.

La distribución sectorial del consumo de gas natural en 2007, quedó estructurada en 37.8% por el sector eléctrico, 25.2% el sector petrolero, 20.4% las recirculaciones del sector petrolero, 14.9% sector industrial y el resto correspondió a los sectores residencial, servicios y transporte.

En cuanto al comportamiento a lo largo del año, el sector eléctrico continuó con un crecimiento dinámico en su consumo a partir de mayo, alcanzando su máximo en julio de 2,882 mmpcd. Esto debe principalmente a que el precio del combustible resultó atractivo para el predespacho de generación eléctrica del servicio público, inclusive los Productores Independientes de Energía (PIE's) mantuvieron su consumo por encima de los 1,500 mmpcd en los meses de junio y julio, mientras que en el tercer trimestre del año el uso del gas natural para autogeneración y exportación de electricidad se mantuvo alto respecto al resto del año.

---

<sup>14</sup> De acuerdo con *Informe Anual 2007*, Banco de México, abril de 2008

El sector petrolero en su conjunto, presentó una caída notable durante noviembre. Por un lado, Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Petroquímica (PPQ) disminuyeron su consumo en ese mes, en el primer caso, por una baja en la actividad productiva de petróleo crudo hacia los últimos meses del año, y el cierre por el accidente en la plataforma Usumacinta a finales de octubre. Por otro lado, también la actividad de producción de PPQ cayó a su nivel más bajo en noviembre, incluso por debajo del promedio mensual de 800 mil toneladas de productos petroquímicos.

El sector industrial presentó incentivos para mantener un consumo por encima de los 1,000 mmpcd, salvo en los meses de abril, julio y septiembre. Esto se sustentó en parte por la elasticidad del precio del combustible durante 2007, así como el alza de los precios de algunas materias primas, lo que favoreció una tendencia positiva en los índices productivos de algunas ramas del sector, manteniendo sus consumos de gas natural.

### **2.1.1. Sector eléctrico**

Actualmente, existe una capacidad efectiva instalada de 59,008 Megawatts (MW)<sup>2</sup> disponible para generar electricidad en México. Este rubro es el agregado de las capacidades autorizadas por la CRE a permisionarios que se encuentran operando bajo las distintas modalidades permitidas por el marco legal vigente, así como por la capacidad efectiva<sup>3</sup> para el servicio público de energía eléctrica.

La capacidad instalada disponible de 2007 fue 4.7% mayor respecto a 2006, lo que equivale a 2,671 MW. De este incremento de capacidad aproximadamente 84.6% provino del servicio público y el resto del servicio privado.

En el caso del servicio público, la mayor capacidad se incrementó por el lado de los Productores Independientes de Energía (PIE's), con un crecimiento neto de 1,070 MW que tuvo su origen tras la entrada del ciclo combinado de Iberdrola Energía Tamazunchale, llegando a 21 PIE's los que actualmente operan comercialmente para la CFE; además de una pequeña disminución de capacidad de la central de Bajío El Sauz. La CFE pasó de 37,470 MW a 38,397 MW, resultado de adiciones de capacidad por diversos proyectos como la Eoloeléctrica La Venta, la Hidroeléctrica el Cajón, adiciones de unidades en el ciclo combinado de Río Bravo y en algunas unidades de combustión interna, así como modificaciones a la baja por 3.7 MW en la capacidad en algunas centrales.

---

<sup>2</sup> Es la potencia máxima en MW que puede entregar una unidad en forma sostenida tomando en cuenta las condiciones ambientales y el estado físico de las instalaciones.

<sup>3</sup> Este total considera la mejor información disponible de permisionarios a octubre de 2008.

En el servicio privado hubo un incremento de 411 MW entre 2006 y 2007. La cogeneración en este periodo pasó de 1,567 MW a 2,677 MW. La capacidad para exportación de electricidad se mantuvo igual, sin embargo en autoabastecimiento y usos propios continuos la capacidad disponible fue a la baja. Cabe señalar que, los permisos bajo la modalidad de usos propios continuos que corresponden a particulares que generaban electricidad para sus operaciones antes de 1992, que fueron reconocidos tras las reformas a la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* (LSPEE), han estado migrando hacia otras modalidades de autogeneración.

El volumen total de combustibles consumidos en el sector eléctrico nacional fue de 4,799.0 millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente (mmpcdgne) durante 2007. De este consumo, 90.2% fue destinado a generación del servicio público y 9.8% al servicio privado. La proporción de uso de los combustibles dentro del sector eléctrico es 55.0% gas natural, 27.1% combustóleo, 15.4% carbón, 1.8% coque de petróleo y 0.5% diesel.

La generación del servicio público de energía eléctrica se distribuye a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Al cierre de 2007, el SEN contó con 204 centrales de generación y 718 unidades de tecnologías diferentes. Así, la capacidad efectiva que dispuso para el servicio público fue de 51,028.521 MW al 31 de diciembre de 2007, lo que representó un incremento de 2,259.9 MW respecto a la misma fecha de 2006.

De la capacidad efectiva disponible, 63.8% se basa en hidrocarburos (combustóleo, gas y diesel), 22.2% de hidroeléctricas, 9.2% en carboeléctricas, 1.9% con origen en la geotermia, 2.7% correspondiente a la central nucleoelectrica de Laguna Verde y 0.2% de las eoloelectricas La Venta y Guerrero negro.

Esta distribución del parque de generación refleja objetivos hacia una diversificación de fuentes de energía orientada al desarrollo sustentable del sector eléctrico público. Mientras en 2006 la participación de las fuentes alternas<sup>4</sup> a los hidrocarburos representó 31.8% del total de la capacidad efectiva, para 2007 se incrementó a 36.2%.

Durante 2007, el consumo de combustibles fue de 4,327.8 mmpcdgne. De este volumen el gas natural representó 53.5%, siendo el único combustible que incrementó su consumo entre 2006 y 2007 pasando de 2,058.7 mmpcd a 2,314.0 mmpcd. Este incremento en el servicio eléctrico público tuvo su origen en el comportamiento de precios de la matriz de combustibles, el arranque de nuevos proyectos de generación con tecnologías que favorecieron al consumo de gas natural y algunos retiros de unidades que usan combustibles diferentes al gas natural (véase cuadro 2.1).

---

<sup>4</sup> Incluye tecnologías de generación hidroeléctrica, dual, carboeléctrica, nucleoelectrica, geotermoelectrica y eoloelectrica.

## Cuadro 2.1

Demanda nacional de combustibles en el sector eléctrico público, 1997-2007  
(millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Año	Combustibles del sector eléctrico				Penetración del gas	
	Gas natural	Combustóleo	Carbón	Diesel	Total	con relación al total <sup>2</sup> (%)
1997	537.7	2,128.0	443.7	34.2	3,143.6	17.1
1998	639.3	2,335.6	468.4	49.9	3,493.2	18.3
1999	705.2	2,294.0	474.5	45.2	3,519.0	20.0
2000	896.9	2,460.4	478.1	65.4	3,900.7	23.0
2001	1,076.6	2,366.3	571.2	48.0	4,062.1	26.5
2002	1,379.4	2,036.1	610.4	39.3	4,065.2	33.9
2003	1,590.6	1,753.7	695.7	94.5	4,134.4	38.5
2004	1,738.4	1,601.7	690.0	38.8	4,068.9	42.7
2005	1,679.7	1,671.9	747.6	34.7	4,133.9	40.6
2006	2,058.7	1,282.5	736.6	39.7	4,117.5	50.0
2007	2,314.0	1,260.5	734.8	18.6	4,327.8	53.5
t m c a	15.7	- 5 . 1	5.2	- 5 . 9	3.2	

1 Incluye CFE, [FC y PIE's.

2 Se refiere a la penetración del gas natural como combustible en el sector eléctrico público. Fuente: Sener con base en CFE, IMP, [FC y Pemex.

En cuanto al comportamiento de los precios de los combustibles, durante 2007 la opción más barata continuó siendo el carbón, pese al alza de diciembre donde alcanzó los 3.76 USD/MBTU. En realidad, la demanda de este combustible en 2007 se mantuvo ligeramente abajo respecto 2006, debido a que no hubo cambios en la capacidad instalada y se mantuvo el consumo. Cabe señalar, que por el precio del combustible, las carboeléctricas generan en el predespacho de la carga base.

En el caso del combustóleo, pese a que su valor promedio en el año fue de 6.40 USD/MBTU, más caro 1.6% que en 2006, éste se mantuvo por encima de valor del gas natural de julio a diciembre de 2007, lo que desincentivó su consumo al considerar condiciones de precio, costos de generación y eficiencia de las tecnologías entre ambos combustibles. El comportamiento en el precio fue derivado de las referencias internacionales principalmente del crudo y por ende sus productos refinados.

Sin duda, las condiciones de precio favorecieron el uso del gas natural, sin embargo se dieron también otros factores. Uno de ellos fue el incremento de capacidad disponible para generar con gas natural, con la entrada de la central de ciclo combinado Tamazunchale en junio de 2007 (1,135 MW). Otras adiciones de capacidad se dieron en las unidades 1, 2 y 4 de la central de ciclo combinado Río Bravo en octubre. Por su parte, la extinta LFC puso en operación ocho nuevas unidades de 32 MW para su proyecto de generación distribuida durante 2007, todas con tecnología turbogás.

El agregado de autogeneración de energía eléctrica se refiere a las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y usos propios continuos. Estas tres modalidades corresponden a la generación de electricidad destinada a satisfacer las necesidades propias de personas físicas o morales, o bien del conjunto de miembros dentro de una sociedad de particulares. La modalidad de exportación de electricidad, como su nombre lo dice, se refiere a la generación de energía eléctrica para destinarse fuera del territorio nacional.

La participación del sector privado continuó creciendo en las actividades antes mencionadas durante el último año. Así, el número de permisos otorgados a particulares por la CRE pasó de 580 a 648 en el rubro de autogeneración entre 2006 y 2007. De estos permisos, al 31 de diciembre de 2007 operaban un total de 585 permisos.

Sin embargo, el consumo de combustibles del sector privado disminuyó ligeramente (1.1%) en 2007 respecto al año anterior. Por un lado, se redujo la utilización de gas natural para la exportación de electricidad, aunque el destinado para autogeneración creció de 195.4 mmpcd a 202.1 mmpcd. Pese a esto, el gas natural continuó representando el 68.8% de los combustibles de este subsector. En general, tanto el gas natural como el combustóleo y el coque de petróleo presentaron pequeñas bajas en su intensidad de consumo dentro del servicio eléctrico privado.

Entre algunas causas de la baja de combustibles en 2007, se encuentra que muchos permisionarios optaron por seguir una estrategia de generación distribuida, es decir que generaron en ciertos horarios para su consumo, dejando de comprar energía eléctrica a la CFE o la extinta LFC. Además, las grandes empresas de autoabastecimiento estuvieron porteando energía a sus socios, lo que se reflejó en una disminución de la generación local y en el consumo de combustibles.

Cabe destacar que en 2007 hubo un gran auge de permisos de autoabastecimiento para centros comerciales del sector servicios que preferentemente registraron pequeñas capacidades de generación, operaron en ciertos horarios y usaron tecnologías de combustión interna, lo que favoreció al consumo de diesel.

### **2.1.2. Sector industrial**

El crecimiento económico del sector industrial en 2007 fue de 1.4%, lo que reflejó principalmente la evolución del sector manufacturero que aumentó 1.0%. La construcción, la minería y la electricidad crecieron 2.1, 0.2 y 3.9%, respectivamente, con tasas que fueron inferiores a las observadas en 2006.

El ritmo de actividad de la industria manufacturera en 2007 fue afectado por una desaceleración significativa de la industria automotriz. En particular, el número de vehículos automotores producidos en México mostró un incremento de sólo 2.0%, luego de que había crecido 21.1% en 2006. Tal evolución se derivó de la combinación de un aumento de 4.5% del número de unidades fabricadas para la exportación (alza de 27.9% en 2006) y de una disminución de -5.5% de las destinadas al mercado interno. En cuanto a las ventas internas de vehículos nuevos al menudeo, éstas se contrajeron en -3.5% en 2007, lo que respondió a una fuerte importación de vehículos usados.

La industria automotriz correspondiente a carrocerías, motores y refacciones para vehículos, constituyó una de las ramas manufactureras con mayor dinamismo en 2007, además de las de vidrio y sus productos, algunas ramas económicas como frutas y legumbres; refrescos; y, cerveza y malta. En total, 29 de las 49 ramas manufactureras mostraron un aumento en 2007.

El consumo de combustibles en las ramas manufactureras del sector industrial alcanzó 1,933.6 mmpcdgne durante 2007, el más elevado de la última década. Este volumen se integra por diversos combustibles, donde el gas natural continúa siendo el más utilizado en el sector, cubriendo 53.8% del total. Sin embargo, un suceso importante que ocurrió durante 2007 en la canasta de combustibles del sector industrial fue que el coque de petróleo sustituyó al combustóleo como el segundo combustibles más consumido, cubriendo 18.1%.

Sin duda, el entorno de precios de los combustibles durante 2007 no favoreció al consumo de combustóleo, cuyas cotizaciones recibieron los impactos de las alzas del petróleo crudo. Estos impactos no son tan drásticos en combustibles residuales, como el coque de petróleo, pese a ser un derivado del petróleo. Además, algunas industrias han optado por adecuar sus tecnologías para consumir coque de petróleo, entre ellas la de cemento hidráulico, metales básicos y química, todas intensivas en uso de energía y que desde 2005 han incrementado constantemente sus consumos de dicho derivado<sup>5</sup>.

Durante 2007, la demanda de gas natural del sector industrial registró un valor de 1,039.8 mmpcd, lo que representó un máximo histórico en la industria y significó un crecimiento de 2.5% respecto de 2006. Al poseer un escenario de precios no tan volátil como el que tuvo el gas natural en 2007, favoreció incrementos en el consumo de las industrial intensivas en energía, como la de metales básicos (12.0 mmpcd), química (4.1 mmpcd), de vidrio (5.7 mmpcd), productos metálicos (3.6 mmpcd) y el grupo de alimentos, bebidas y tabaco (3.6 mmpcd).

### **2.1.3. Sector petrolero**

El sector petrolero utiliza gas natural para el desarrollo de sus actividades productivas. La industria petrolera se ha mantenido como el mayor sector de consumo de gas natural en el mercado. Los insumos de gas natural de esta industria se conforman por aquella demanda de gas combustible que utilizan las subsidiarias (autoconsumos) para realizar sus actividades primordiales y por aquellos volúmenes destinados a recirculaciones internas que corresponden principalmente a las cantidades de gas natural inyectado a los pozos para la obtención de petróleo crudo<sup>6</sup>.

El gas natural utilizado por Pemex alcanzó 3,184 mmpcd durante 2007, lo que significó un aumento de 5.5% respecto 2006. En cuanto a los autoconsumos de las subsidiarias, en el último año hubo un incremento de 179 mmpcd respecto al año anterior, el cual estuvo motivado principalmente por mayores insumos en PEP y por el repunte de algunas cadenas productivas de PPQ.

Durante 2007, la producción de petróleo crudo fue de 3,082 miles de

---

<sup>5</sup> Véase *Prospectiva de Petrolíferos 2008-2017*, Sener

<sup>6</sup> Gas seco utilizado en bombeo neumático

barriles diarios, volumen 5.3% menor respecto al año anterior. Este comportamiento resultó principalmente por la declinación mayor a la esperada y por el avance del contacto agua-aceite que se presentó en el activo Cantarell. Con la caída de producción de crudo, vino un menor requerimiento de gas para bombeo neumático (recirculaciones internas) en PEP, registrando una ligera baja de 0.9% respecto 2006.

En términos de gas natural equivalente, Pemex utilizó un volumen de 2,114.6 mmpcd de hidrocarburos durante 2007. De estos insumos energéticos, 83.2% provino del gas natural, 10.9% del combustóleo, 4.7% del diesel, el resto correspondió al gas LP y gasolinas.

La petroquímica es una industria que se orienta a la obtención de productos de alto valor a partir de gas natural y de refinados. Esta industria se integra en cadenas productivas que se interrelacionan, es intensiva en capital y presenta ciclos de precios en los que alternan periodos de altos rendimientos con otros que no cubren la totalidad de los costos.

La industria petroquímica en Pemex está integrada en cuatro cadenas principales, de las cuales destacan el etileno y sus derivados, y los aromáticos, además de derivados del metano, y el propileno y derivados. Para las dos primeras cadenas se dispone de materia prima: etano y naftas (gasolinas naturales) en el orden citado. Del gas se obtiene etano, cuya producción se destina a los complejos petroquímicos.

Durante 2007, la elaboración de petroquímicos en PPQ creció 14.1% respecto de 2006. Este aumento se debió al incremento en la elaboración del amoniaco y cloruro de vinilo, ambos de la cadena del metano y del etano, respectivamente. En el caso de los derivados del metano, la producción en PPQ creció 32.4%, debido a una mayor producción de amoniaco, destinado a la elaboración de urea y de anhídrido carbónico, que compensó la disminución en la de metanol. Al respecto, cabe señalar que durante 2007, prácticamente sólo el complejo petroquímico de Cosoleacaque utilizó gas natural como materia prima, salvo en el mes de noviembre cuando el Complejo Independencia también lo consumió para una pequeña producción de metanol.

#### **2.1.4. Sectores residencial y servicios**

La demanda de combustibles en los sectores residencial y servicios presentaron una caída de 2002-2007. En el último año, se estima que el total de combustibles de estos sectores registró un valor aproximado de 1,533.6 mmpcdgne, de los cuales 60.3% lo cubrió el gas LP, 32.4% la leña y 7.3% el gas natural.

En el periodo de análisis, el consumo de estos sectores se caracterizó por tendencias de sustitución entre los tres combustibles, por un lado el gas natural ha desplazado ligeramente al gas LP, como respuesta al crecimiento de la población que tiene acceso a ambos combustibles y que puede decidir entre las ventajas de usar uno u otro; y por otro, la leña ha disminuido en uso en comunidades rurales que ahora tienen acceso al gas LP.

Algunas de las causas que han generado que no haya una mayor intensidad de uso de combustibles en estos sectores en los últimos años son el aumento en



la eficiencia de algunos aparatos electrodomésticos como estufas y calentadores de agua, y cambios de hábitos como puede ser un mayor uso del microondas en sustitución de estufas. En cuanto a la normatividad oficial que ha favorecido a la eficiencia energética en el uso de combustibles dentro de los sectores, destaca la NOM-003-ENER-2000, para la eficiencia térmica de calentadores de agua para uso doméstico y comercial<sup>7</sup>.

Evidentemente pese a la declinación del total de combustibles de los sectores residencial y servicios, el gas natural se ha consolidado como una opción, mientras que en 2000 su participación era de 5.2%, para 2007 llegó a 7.3%. Por otro lado, el gas LP bajó de 65.8% a 60.3% entre los mismos años. Respecto a la leña, continua teniendo gran participación como combustible en muchos hogares de la República Mexicana con bajos ingresos (32.4%).

Durante décadas la penetración del gas natural fue limitada, debido a algunos aspectos como son la infraestructura de distribución local y los precios de comercialización con respecto al gas LP en las diferentes regiones del país. Con la desregulación del mercado de gas natural en 1995, se buscó el desarrollo de la red de distribución y como resultado un mayor número de usuarios han tenido acceso en los últimos años.

En el sector residencial se presentó una caída de 0.5% en el consumo agregado de gas natural y gas LP entre 1997 y 2007, principalmente provocada por la pérdida de 3.8% en la demanda del gas LP, ya que el gas natural creció 42.6% en su consumo en el mismo periodo. En el sector servicios, la aceptación del gas natural en la década ha sido lenta, sin embargo registró su máximo histórico de 24 mmpcd en 2007.

### **2.1.5. Sector autotransporte**

Un sector en que el gas natural no ha conseguido una consolidación es el autotransporte. Durante 2007 la utilización del gas natural comprimido (GNC) bajó de 2.0 a 1.9 mmpcd respecto 2006. Esta industria que incursionó en México durante 1999, ha enfrentado retos que no han permitido la expansión de estaciones de servicio y un mayor número de conversiones, apenas participando 0.03% del total de combustibles consumidos en el sector autotransporte.

Al cierre de 2007 operaron seis estaciones de servicio en México. Dos en Monterrey, Nuevo León, propiedad de la empresa Gas Natural México (Monterrey); una en Gómez Palacio, Durango, del grupo SIMSA; y tres en la zona Metropolitana del Valle de México, Toreo, Balbuena y Tacubaya, estas últimas tres anteriormente pertenecían a la empresa Ecomex y a finales de 2007 fueron adquiridas por el consorcio colombiano Gazel. Cabe señalar que, la estación de servicio ubicada en Tultitlán, Edo. de México y propiedad del grupo Ecognv dejó de operar a partir de agosto de 2007 debido a problemas financieros.

Pese a que hubo una baja en el consumo total del GNC para 2007, el número de conversiones aumentó a 3,136 unidades. Las estrategias comerciales para abaratar los costos de las conversiones a GNC mediante la diversificación de los

---

<sup>7</sup> Cabe señalar que, la Norma se aplica a los calentadores que utilicen gas LP o gas natural como combustible y que proporcionen únicamente agua caliente en fase líquida.

componentes del equipo han sido efectivas. Además, se siguen promoviendo financiamientos accesibles para liquidar el costo de las motorizaciones y convenios que permiten a los usuarios la conversión de GNC mediante el pago de rentas por uso.

### 2.1.6. Consumo regional

Con el fin de contar con cifras comparables entre los diferentes mercados nacionales, el análisis regional se divide en cinco zonas: Noroeste, Noreste, Centro-Occidente, Centro y Sur-Sureste. En el mapa 2.1 se detallan los estados que conforman cada región.

El consumo regional de gas natural está estrechamente relacionado con la distribución de la infraestructura, con la ubicación de los centros industriales, las actividades petroleras, los puntos de generación de electricidad y la concentración poblacional. Estos factores son los que principalmente han desarrollado el mercado de gas natural en México. Cabe señalar que, sólo ocho estados de la República Mexicana (Baja California Sur, Colima, Guerrero, Morelos, Nayarit, Quintana Roo, Sinaloa y Zacatecas) no presentan consumos de gas natural al cierre de 2007.

Mapa 2.1  
Regionalización del mercado de gas natural



Fuente: Sener.

Campeche es el principal estado consumidor, localizado en la región Sur-Sureste. Durante 2007 demandó 1,606 mmpcd, mismos que representaron 23.0% de total nacional. En esta misma región destacan los consumos de los estados de Veracruz y Chiapas, con 941 mmpcd y 543 mmpcd, respectivamente. En estos tres estados el sector petrolero ha generado una alta demanda.

En la región Noreste destacan los estados de Nuevo León y Tamaulipas. El primero, posee una cultura madura en el uso del gas natural, principalmente en los sectores residencial e industrial. Nuevo León registró una baja en el consumo entre 2006 y 2007, ubicándose en 604 mmpcd en el último año. En tanto, Tamaulipas presentó un incremento de 14.3% anual entre 1997-2007, lo que significó un crecimiento acelerado en la última década, derivado de la instalación de ciclos combinados para generar electricidad, el desarrollo de la Cuenca de Burgos y dos centros de procesamiento de gas (CPG) instalados en el estado, Arenque en 2003 y Burgos en 2004.

La región Noreste presenta distintas características en su consumo respecto a otras regiones. Destaca que es la única donde todos los estados que la integran consumen gas natural y todos los sectores registran demanda en 2007. Además, a través de su territorio fluyen los volúmenes más significativos del comercio exterior del hidrocarburo, ya que cuenta con nueve interconexiones con Estados Unidos para importar y exportar gas natural por gasoducto y se encuentra operando la terminal de regasificación de GNL en Altamira.

La región consumió 1,874 mmpcd durante 2007, con lo que es la segunda región más importante para el consumo nacional. La composición del consumo por estado de la región durante 2007 fue: Tamaulipas, 41.0%; Nuevo León, 32.2%; Chihuahua, 13.8%; Coahuila, 7.2%; y Durango, 5.8%.

En cuanto a los sectores, el eléctrico ha tenido un gran desarrollo en la región, su consumo gas natural representa 62.7% del total. Este sector creció 16.2% anual entre 1997 y 2007, dicho aumento fue propiciado por los consumos de los PIE´s a partir de 2001, ya que el crecimiento de los consumos de la CFE y los autogeneradores es muy diferente en volumen. De hecho, en 2007 operaron en la región un total de 10 PIE´s, y consumieron 725 mmpcd.

Otro sector importante es el industrial, cuyo consumo no sólo es significativo para la región, sino a nivel nacional como sector, ya que representa 37.0% del consumo nacional del sector industrial. De menor impacto en el consumo regional, pero de relevancia para el consumo nacional como sector, es la demanda del residencial que representa más de dos terceras partes (67.5%) del consumo nacional. Esto se explica ya que la región Noreste concentra el mayor número de zonas geográficas de distribución del país, con un total de diez.

Esta demarcación consumió 627 mmpcd en 2007. Los sectores predominantes son el industrial y el eléctrico con una participación de 47.3% y 41.8%, respectivamente. Ambos han experimentado un proceso de sustitución de combustóleo por gas natural. El abasto de la región proviene de flujos de las regiones Sur-sureste y Noreste.

Durante 2007, la mayor parte de la demanda regional fue requerida por los estados de Guanajuato (35%), Michoacán (22.3%), Querétaro (17.8%) y San Luis Potosí (15.4%). Guanajuato ha incrementado su consumo en la última década principalmente por el sector eléctrico, en tanto que en Michoacán se impulsó el consumo por el sector industrial y de autogeneración, al igual que en Querétaro. Por su parte, el consumo de San Luis Potosí se triplicó respecto a 2006, debido a la entrada en operación del ciclo combinado de Tamazunchale.

El consumo de la región Centro fue de 639 mmpcd durante 2007, apenas 0.6% menor respecto 2006. Los sectores importantes son el eléctrico e industrial que participaron con 46.3% y 39.4% de la demanda regional. Al igual que la Centro-Occidente, la región Centro se abastece de flujos de gas de otras regiones. Más del 50% del consumo regional se concentró en el Estado de México, donde hay una presencia importante del sector industrial, le sigue Hidalgo con 23.6%, y Puebla con 15.4%. En cuanto al Distrito Federal el consumo ha venido disminuyendo desde 2005, mientras que en Tlaxcala no ha crecido la demanda en los últimos años.

Durante 2007, los consumos de la extinta LFC se incrementaron, debido a la instalación de las plantas turbogás de generación distribuida. Estos consumos se reflejaron en la demanda del Estado de México.

En 2007 el sector petrolero representó 9.9% del total, aunque registró una ligera baja en sus consumos de gas, por menores requerimientos en los activos de PPQ y de PR. Por un lado, el Complejo Petroquímico de Independencia, en Puebla, bajó su producción de metanol consumiendo menos gas natural respecto a 2006, así como la refinería de Tula.

La región Sur-Sureste es la más importante en la producción y consumo de gas natural debido a que gran parte de los activos de PEP y PGPB dedicados a la extracción y procesamiento del gas natural se encuentran en la región, y sus instalaciones requieren un volumen considerable de gas para seguir operando. El consumo de estas subsidiarias alcanzó 1,447 mmpcd, mientras que el gas para bombeo neumático promedió 1,373 mmpcd durante 2007. Esto significa que, en términos de participación porcentual 81.5% del consumo regional es utilizado como materia prima, combustible y fluido de inyección a pozos por parte de las subsidiarias de Pemex.

El sector eléctrico consumió un promedio de 558 mmpcd de gas natural en 2007, volumen que representó 16.1% del consumo regional. De este consumo, los PIE's consumieron 72.5%. La región Sur-Sureste es la segunda más importante en cuanto a presencia de PIE's operando, con un total de seis, tres en Veracruz (Tuxpan II, Tuxpan III y IV, Tuxpan V), dos en Yucatán (Mérida III y Valladolid III) y uno en Campeche (Transalta Campeche).

Cabe señalar que, cerca de la mitad (49.6%) del consumo nacional de gas natural se concentra en la región Sur-Sureste. La distribución del consumo regional en 2007, fue Campeche, 46.4%; Veracruz, 27.2%; Chiapas, 15.7%; Tabasco, 6.2%; Yucatán, 4.4%; el resto se consumió en Oaxaca, ya que Guerrero y Quintana Roo, aún no poseen infraestructura de gas natural. En Campeche, el consumo se debe prácticamente al sector petrolero, ya que se concentran las actividades y el bombeo neumático de PEP de la Sonda de Campeche, aunque también hay consumo del sector eléctrico.

En Veracruz, los consumos principales corresponden al sector petrolero, tanto por las actividades de de PEP, como de las otras subsidiarias en centros procesadores de gas, complejos petroquímicos y la refinería de Minatitlán. Otra parte importante, se utilizan en el sector eléctrico y el sector industrial. En el caso de Chiapas, su consumo es únicamente por el sector petrolero.

## 2.2. Oferta

### 2.2.1. Reservas probadas de gas natural por región<sup>8</sup>

Las reservas totales remanentes<sup>9</sup> de gas natural, conocidas también como 3P, ascendieron a 61,358.5 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) al 1 de enero de 2008. De acuerdo con la ubicación de los yacimientos evaluados, la región Norte concentra 61.2% del total, la Sur 16.6%, la Marina Suroeste 13.5% y la Marina Noreste 8.8%.

Respecto al origen de las reservas totales de gas natural y el tipo de yacimiento, se observa 75.1% del total corresponden a gas asociado al crudo, y el restante 24.9% son reservas de gas no asociado.

Las reservas probadas (1P) se estimaron de acuerdo con los lineamientos de reservas emitidos por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) de Estados Unidos. Para las reservas probables y posibles, la evaluación está alineada a las definiciones emitidas por la asociación de profesionales *Society of Petroleum Engineers* (SPE) y *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG), así como por el comité nacional *World Petroleum Council* (WPC). Estas organizaciones recomiendan las mejores prácticas de trabajo para tener un modelo sustentable de reservas, basadas en criterios de evaluación técnica y utilizando la información sísmica, petrofísica, geológica, de ingeniería de yacimientos, producción e información económica. La integración de las reservas remanentes totales por categoría, muestra que 29.5% son probadas, 33.5% probables y 37.0% posibles.

Al asociar las reservas remanentes con la producción anual se obtiene una relación reserva-producción (R/P) de 27.7 años para las reservas totales (3P), para el agregado de reservas probadas más probables (2P) es de 17.5 años y para las reservas probadas (1P) equivale a 8.2 años. Estas relaciones no contemplan la declinación de la producción, la incorporación de reservas en el futuro, ni la variación en los precios de los hidrocarburos y costos de operación y transporte.

Durante 2007, se logró la incorporación de 1,604.0 mmmpc de gas natural a la reserva 3P por descubrimientos<sup>27</sup>. De estos, 15.2% se adicionó a la reserva probada, 43.7% a la probable y 41.1% a la posible. Del mismo total, 71.2% de los descubrimientos pertenece a gas no asociado, y el resto a asociado incorporaciones de aceite.

Las reservas de gas no asociado incorporadas ascienden a 1,141.7 mmmpc y se concentraron principalmente en la región Norte y la cuenca del Golfo de México

---

<sup>8</sup> Corresponde a la regionalización de activos de Pemex Exploración y Producción.

<sup>9</sup> Es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica.

Profundo, que en conjunto alcanzaron un volumen de 951.6 mmmpc. En la cuenca del Golfo de México Profundo, el esfuerzo exploratorio hacia aguas profundas resultó exitoso al descubrir el campo Lalail con una reserva de 708.8 mmmpc de gas. A la fecha, 6 pozos han sido perforados en aguas profundas del Golfo de México, de los cuales Nab-1, Noxal-1, Lakach y Lalail-1, de los cuales 4 incorporaron reservas. Lalail-1 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Veracruz, a 22 kilómetros del pozo Tabscoob-1 y a 93 kilómetros al Noroeste del puerto de Coatzacoalcos, en un tirante agua de 806 metros.

En cuanto a gas asociado, se descubrieron 462.3 mmmpc, donde 34.7% corresponde a la parte de gas asociado de los yacimientos de aceite superligero, 40.2% al aceite ligero y el restante 25.1% a los de aceite pesado. Las incorporaciones se distribuyeron principalmente en las cuencas del Sureste; en la región Marina Noreste los pozos Ayatsil-1 y Maloob-DL3 incorporaron 102.7 mmmpc; en la región Marina Suroeste los pozos Kuil-1, en el activo integral Abkatún-Pol-Chuc y Xulum-101A en el activo Integral Litoral Tabasco, descubrieron yacimientos de aceite ligero y pesado, respectivamente que sumaron un volumen de 121.3 mmpcd. En la región Sur, los pozos exploratorios Paché-1 y Tajón-101, en el activo integral Bellota-Jujo, incorporaron reservas de aceite ligero y superligero, cuyo contenido de gas fue de 236.5 mmmpc.

Así en 2007, la tasa de restitución por descubrimientos<sup>10</sup> fue de 11.0% para la reserva 1P, 42.7% para la reserva 2P y 72.5% para la 3P.

En términos de gas seco, y utilizando los conceptos y criterios de la SEC<sup>11</sup>, las reservas probadas se ubican en 13,162 mmmpc, con una disminución de 5.0% respecto a 2007. Asimismo, el 69.9% de las reservas probadas de gas seco se ubica en zonas terrestres y el restante en la porción marina (véase cuadro 2.2).

**Cuadro 2.2**  
**Reservas probadas de gas seco por región, 1999-2008\***  
(miles de millones de pies cúbicos)

Región	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	30,064	30,394	29,505	28,151	14,985	14,851	14,808	14,557	13,856	13,162
Sur	8,231	9,237	8,655	8,335	7,571	7,181	6,464	6,245	5,453	5,199
Norte	17,873	16,402	16,311	15,586	3,231	3,565	4,181	4,412	4,332	4,006
Marina Noreste	2,584	3,308	3,063	2,885	2,737	2,750	2,658	2,460	2,198	1,891
Marina Suroeste	1,376	1,447	1,476	1,345	1,446	1,355	1,505	1,440	1,873	2,066

\* Cifras al 1 de enero de cada año.

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

<sup>10</sup> Se define como el resultado de dividir la reserva descubierta (1P, 2P y 3) en un periodo determinado por la producción del mismo periodo sin considerar otros elementos como son las delimitaciones, revisiones y los desarrollos.

<sup>11</sup> Este criterio se ha utilizado por PEP desde 2003.

## 2.2.2. Extracción de gas natural

Durante 2007, la producción de gas natural alcanzó 6,058 millones de pies cúbicos diarios, con una variación positiva de 13.1% respecto al año previo, del cual 56.9% fue gas asociado y la diferencia no asociado. Enmarcado en la tendencia ascendente en la producción de gas natural que permitió alcanzar una serie de máximos sucesivos a lo largo del año, el 27 de octubre de 2007 se obtuvo el máximo histórico para un día con un volumen de 6,611 mmpcd.

Todas las regiones aumentaron su producción en 2007, en especial las Marinas y la Norte. En esta última destacan los activos Burgos, por la productividad de sus pozos; Veracruz por la variación positiva en su producción; y Poza Rica Altamira debido a la optimización de sus operaciones e infraestructura; en la Región Marina Noreste sobresale Cantarell por el incremento en la producción de pozos con alta relación gas-aceite, pese a que el campo se encuentra en su fase natural de declinación, y en la Marina Suroeste destaca el activo Litoral de Tabasco.

La producción de gas asociado fue de 3,445 mmpcd en 2007, lo que representó un aumento de 11.5% con relación al año anterior, debido a la mayor producción de las regiones marinas, en especial de la Noreste.

La producción de gas asociado en el activo Cantarell fue de 945 mmpcd, 31.7% más que en 2006, mientras que en la región Marina Suroeste, el activo Litoral de Tabasco produjo 448 mmpcd, equivalente a 30.5% más que el año anterior.

Por su parte, la producción de gas no asociado creció 15.3% con respecto al año precedente, alcanzando un volumen de 2,613 mmpcd para 2007. Este valor significó la mayor participación del gas no asociado en la producción total promedio para un año (43.1%). En cuanto al origen de la producción, la región norte aportó 2,424 millones de pies cúbicos diarios, 92.8% del total de gas no asociado y 321 mmpcd más que en 2006; donde sobresalen los activos Burgos y Veracruz que registraron una producción de 1,412 y 921 mmpcd, respectivamente. Esta región constituye un factor fundamental en el incremento de la producción, tanto del gas no asociado como del total nacional.

Cabe señalar que, mediante los Contratos de Obra Pública Financiada se alcanzó una producción de 189 mmpcd al cierre de 2007, cantidad que representó 13.4% de la producción total del Activo Integral Burgos.

La disponibilidad de gas natural de PEP durante 2007 ascendió a 7,211 mmpcd, 9.7% mayor a la del año previo. De la disponibilidad total, 84.0% provino de la producción en campos y la diferencia de plantas de gas de PGPB. Del volumen disponible, PEP consumió 785 mmpcd, en operación.

La cantidad de gas enviado a la atmósfera fue de 560 mmpcd, volumen casi al doble respecto al año anterior, lo que generó un porcentaje de aprovechamiento de 90.8% respecto a la producción de 2007. Lo anterior se atribuye a problemas operativos y al mantenimiento de los equipos de compresión en plataformas, al incremento en el contenido de nitrógeno en la producción de la región Marina Noreste, a las libranzas realizadas en la línea de Atasta a Ciudad Pemex-Nuevo Pemex y a la contingencia ocasionada por explosiones en dos

gasoductos de PGPB.

Respecto a la distribución del gas, PGPB recibió 5,621 mmpcd, lo que representó 77.9% de la disponibilidad. La diferencia correspondió al encogimiento en compresión y transporte, al envío a Pemex-Refinación, al envío de CO2 para inyección a yacimientos y a diferencias estadísticas.

Durante 2007, PEP realizó diversas actividades para la comercialización e incorporación al SNG del gas húmedo dulce proveniente del campo Nejo, del Activo Integral Burgos. En diciembre, incorporó la producción de gas natural del campo Tinta, a dicho sistema, mediante la celebración de un contrato de prestación de servicios de transporte con PGPB, el cual permite manejar este hidrocarburo bajo condiciones distintas a las establecidas en las Condiciones Generales de Transporte del SNG.

Con objeto de garantizar que la producción de gas natural proveniente del desarrollo de los campos ubicados en los activos integrales Burgos y Veracruz fuera comercializada, PEP llevó a cabo las negociaciones correspondientes con PGPB para realizar las interconexiones al SNG en los puntos Nejo, Tinta, Papán y Mareógrafo.

En cumplimiento al *Reglamento de Gas Natural*, PEP gestiona ante la Comisión Reguladora de Energía, la obtención de los permisos de transporte de gas natural para usos propios de las interconexiones La Isla y Tecominoacán 119, ubicadas en la región Sur, las cuales suministrarán gas natural para el sistema artificial de producción de bombeo neumático de los campos en explotación.

### **2.2.3. Procesamiento de gas natural**

El proceso de gas húmedo en plantas alcanzó 4,288 mmpcd, 3.3% mayor a 2006, debido principalmente a la mayor producción y oferta de gas húmedo dulce. De esta forma, el proceso de gas húmedo dulce fue de 1,125 mmpcd, 18.5% superior al año anterior, este incremento se debió principalmente a una mayor producción registrada en la cuenca de Burgos; mientras que de gas húmedo amargo fue de 3,162 mmpcd, con una variación negativa de 1.3%. Derivado de ambas corrientes de procesamiento, los diez Complejos Procesadores de Gas (CPG's) alcanzaron una producción de gas seco de 3,546 mmpcd durante 2007, lo que representó un aumento de 3.0% respecto al volumen obtenido en 2006.

Cabe señalar que, durante la década el incremento de la oferta de gas directo de campos proveniente de PEP, ha beneficiado al aumento del gas seco disponible de PGPB. Este gas dulce de campos ha crecido a 13.3% anual entre 1997 y 2007, llegando a representar 26.8% del gas aporta PGPB al oferta nacional. Gran parte del origen de este gas proviene del desarrollo de campos de gas no asociado principalmente en la cuenca de Burgos.



PGPB cuenta con 10 complejos procesadores de gas<sup>12</sup>, de ellos, ocho están ubicados en la región sur-sureste del país (en Chiapas, Tabasco y Veracruz) y dos en la región noreste (en Tamaulipas). En los complejos existe un total de 20 plantas endulzadoras y 19 criogénicas cuya capacidad instalada alcanzan 4,503 mmpcd y 5,742 mmpcd, respectivamente. Así, durante 2007 el porcentaje de utilización de las plantas endulzadoras fue de 70.2%; mientras que las criogénicas 74.3%.

Derivado de la participación coordinada de los organismos subsidiarios PEP y PGPB, se ha diseñado una estrategia de crecimiento denominada “Proyecto integral Burgos”, con los objetivos de incrementar la oferta nacional de gas mediante la explotación de campos con reservas de gas no asociado en la cuenca de Burgos y de disponer de los activos necesarios para manejar un mayor volumen de gas en el área de Reynosa.

El 15 de enero de 2007 se inició la construcción de las plantas criogénicas 5 y 6 en el Centro Procesador de Gas Burgos, las cuales tendrán una capacidad de proceso de 200 millones de pies cúbicos diarios cada una. Al finalizar el año el avance físico de la construcción fue de 61%. Se estima que estas plantas entrarán en operación a finales del 2008.

La oferta nacional de gas se compone del gas seco de proceso de PGPB, del gas usado por PEP en operaciones y recirculaciones, y de otras corrientes que complementan la oferta de PGPB. Así, del gas seco que se ofrece en México el 17.6% es de PEP, el cual no sale al mercado nacional, salvo un volumen marginal que se entrega a PR; y 82.4% es de PGPB que es comercializado tanto para el mercado interno como externo y para los insumos de gas de las otras subsidiarias de Pemex (véase cuadro 2.3).

**Cuadro 2.3**  
**Oferta nacional de gas natural, 1997-2007**  
(millones de pies cúbicos diarios)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	tmca
Total	3,726	4,004	4,039	4,091	4,074	4,134	4,326	4,626	5,046	5,543	6,025	4.9
Oferta de PEP	476	475	452	438	445	417	429	555	803	858	1,058	8.3
De formación empleado por PEP	454	457	435	426	439	394	424	554	802	856	1,057	8.8
Para operación	155	175	192	186	197	201	209	243	401	470	586	14.2
Para recirculaciones	299	282	243	240	242	193	214	311	400	386	471	4.6
Entrega directa a Refinación	21	18	17	12	6	22	5	1	1	2	2	-23.2
Oferta de PGPB	3,251	3,529	3,587	3,654	3,629	3,717	3,898	4,071	4,244	4,685	4,967	4.3
Plantas PGPB	2,799	2,816	2,709	2,791	2,804	2,916	3,029	3,144	3,147	3,445	3,546	2.4
Directo de campos	381	599	750	752	710	697	763	815	998	1,152	1,334	13.3
Etano inyectado a ductos	47	94	114	98	101	91	95	108	94	87	87	6.4
Otras corrientes	24	20	14	13	14	13	10	4	5	1	-	n.a.

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

#### 2.2.4. Infraestructura de transporte y distribución

<sup>12</sup> Administrativamente el CPG Coatzacoalcos funciona como tal desde abril de 1997, con la integración de la terminal refrigerada, la terminal de azufre, las plantas fraccionadoras de Morelos y Cangrejera, las plantas criogénicas de Cangrejera y Pajaritos, así como 600 km de ductos para transporte e integración.

La infraestructura de transporte de gas natural del país se integra por sistemas de gasoductos extendidos en el territorio nacional, constituida principalmente por el SNG<sup>13</sup> y el sistema Naco-Hermosillo, ambos pertenecientes a PGPB, así como gasoductos fronterizos interconectados con el sur de Estados Unidos, algunos conectados al SNG y otros aislados, estos últimos son propiedad de privados.

Cabe señalar que los sistemas de transporte se integran por ductos de diferentes diámetros y longitudes, trampas de diablos, válvulas de seccionamiento, válvulas troncales, pasos aéreos y cruces de ríos, de carreteras y de ferrocarriles. Dentro de la extensión del ducto existen estaciones de compresión las cuales permiten incrementar las presiones para hacer llegar, en condiciones operativas óptimas, el producto a su destino. Estos sistemas transportan y distribuyen el gas sin interrupción las 24 horas del día, los 365 días del año.

Actualmente, el transporte de gas no es un monopolio de PGPB, sino que participa en un mercado abierto a la competencia. PGPB transporta el gas natural a los grandes consumidores, así como a la entrada de las ciudades, mientras que la distribución al interior está a cargo de empresas privadas. Las empresas que han recibido permisos de distribución en diversas zonas geográficas del país por parte de la CRE cuentan con sus propios gasoductos. Además, algunos transportistas de acceso abierto se han interconectado al SNG, conducen y comercializan a terceros el gas que pasa por sus ductos.

El SNG cuenta con una extensión de 8,704 km de longitud y pasa por 18 estados de la República, mientras que el sistema aislado de Naco-Hermosillo se extiende con una longitud de 339 km y está conectado con el estado de Arizona en Estados Unidos. Al cierre de 2007, Pemex operó 9 estaciones de compresión, de las cuales 8 son propiedad de PGPB y una de PEP, la estación Cd. Pemex. Todas incorporadas dentro del SNG.

La capacidad de compresión instalada de Pemex tiene una potencia de 286,200 caballos de fuerza (de sus siglas en inglés HP) al cierre 2007. Esta capacidad es menor a la que se dispuso en 2006, que se ubicó en 293,850 HP. Esto se debe a que la estación de compresión Chávez fue desmantelada y la de Ojo Caliente fue dada de baja, ambas se situaban en el trayecto del SNG que cruzaba el Estado de Coahuila.

Cabe señalar, que el incremento de la demanda nacional de gas está impulsando la necesidad de instalar más capacidad de compresión para llevar gas principalmente en las regiones del centro. La Estación de Compresión Emiliano Zapata ubicada en Veracruz y el ducto de libramiento a Jalapa de 48 pulgadas de diámetro por 22 kilómetros de longitud permitirán aumentar la capacidad de transporte de gas natural en el ducto de 48 pulgadas de diámetro Cempoala-Santa Ana, de 914 a 1,270 mmpcd, el cuál contribuirá a atender el crecimiento de la demanda de la zona centro del país. Al cierre de este

---

<sup>13</sup> Inicia en Chiapas y pasa por Tabasco y Veracruz hasta Tamaulipas con líneas de 24, 36 y 48 pulgadas de diámetro; posteriormente se prolonga por los estados de Nuevo León, Coahuila, Durango y Chihuahua, con líneas de 24 y 36 pulgadas de diámetro. Además, existen tres líneas importantes de 18, 24 y 36 pulgadas que recorren el centro del país pasando por los estados de Veracruz, Puebla, Tlaxcala, Hidalgo, México, Querétaro, Guanajuato, San Luis Potosí, Michoacán y Jalisco.

documento, la estación mostraba un avance físico de 94.5% y se espera concluir las obras en el transcurso de 2008.

Además, existe una capacidad de potencia de 183,148 HP de ocho estaciones de compresión de privados. Las 17 estaciones de compresión acumularon una capacidad de transporte total de 469,348 HP (véase cuadro 2.4).

**Cuadro 2.4**  
**Estaciones de compresión de gas natural, 2007**  
**(horse power)**

Compresión PGPB		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Noreste	Chavez	Desmantelada
Noreste	Ojo Caliente	Baja
Noreste	Santa Catarina	9,400
Noreste	Los Ramones	21,250
Noreste	Estación 19	23,700
Centro-Occidente	Valtierrilla	4,700
Sur-Sureste	Cempoala	55,000
Sur-Sureste	Lerdo	55,000
Sur-Sureste	Chinameca	55,000
Sur-Sureste	Cardenas	55,000
Sur-Sureste	Cd. Pemex*	7,150
Total compresión PGPB		286,200

Compresión Privada		
Región	Estación	Potencia Instalada (HP)
Noroeste	Rosarito	8,000
Noroeste	Los Algodones	30,888
Noroeste	Naco	14,300
Noreste	Gloria a Dios	14,300
Noreste	El Sueco	6,160
Noreste	El Caracol	48,000
Noreste	Los Indios	48,000
Centro-Occidente	El Sauz	13,500
Totalcompresión Privada		183,148

Totalcompresión 469,348

\* Propiedad PEP

Fuente: PGPB

## 2.2.5. Sector privado

Con el objeto de impulsar una política de aprovechamiento del gas natural, un combustible limpio, eficiente y seguro, en 1995 el gobierno mexicano emprendió una reforma estructural en esta industria que buscaba maximizar los beneficios ligados a este combustible y desarrollar una infraestructura de gasoductos acorde con las necesidades del país. La reforma consistió en permitir la participación privada en actividades que previamente estaban reservadas al Estado a través de Pemex, tales como: transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, así como el comercio exterior y comercialización en territorio nacional.

La reforma de 1995 se diferenció de la mayoría de los procesos de reestructuración en otros sectores ya que, en vez de privatizar totalmente las actividades de la industria, buscó incorporar un esquema de convivencia entre el sector público (Pemex) y el privado, dentro del marco constitucional vigente. Como resultado, la empresa estatal participaría en la cadena de suministro del combustible como oferente de gas mediante las ventas de primera mano, permisionario de transporte del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y comercializador.

De conformidad con la visión de largo plazo de la industria de gas natural, se introdujeron las reformas pertinentes a la *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo* y se expidió el *Reglamento de gas natural*. Lo anterior, con el fin de redefinir el ámbito de la industria petrolera y establecer los lineamientos generales del marco regulador de la industria de gas natural, así como brindar certidumbre jurídica a los inversionistas interesados en incursionar en este sector.

### **2.2.6. Precio nacional de gas natural**

La Directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural emitida por la CRE, tiene por objeto establecer las metodologías que conforme al Reglamento de gas natural, deberán utilizar las empresas reguladas para determinar los precios y las tarifas en la industria del gas natural. Entre las actividades reguladas por esta Directiva se encuentran las ventas de primera mano y la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural.

De esta manera, se tienen establecidos diferentes precios según la actividad regulada en la cadena de valor del gas natural a que se refiera, siendo el precio de venta de primera mano el más importante para conformar el precio que PGPB realizará bajo contrato a sus clientes. El Artículo 8 del Reglamento de gas natural, establece que la metodología de cálculo del precio máximo del gas natural objeto de las ventas de primera mano<sup>14</sup> debe reflejar los costos de oportunidad y condiciones de competitividad del gas respecto al mercado internacional y al lugar donde se realice la venta.

Toda vez que se reconoce como mercado relevante para el gas mexicano al sur de Texas, y en particular el índice del gasoducto americano llamado Texas Eastern Transmission Corp. South Texas zone (Tetco), se obtiene el valor del costo de

---

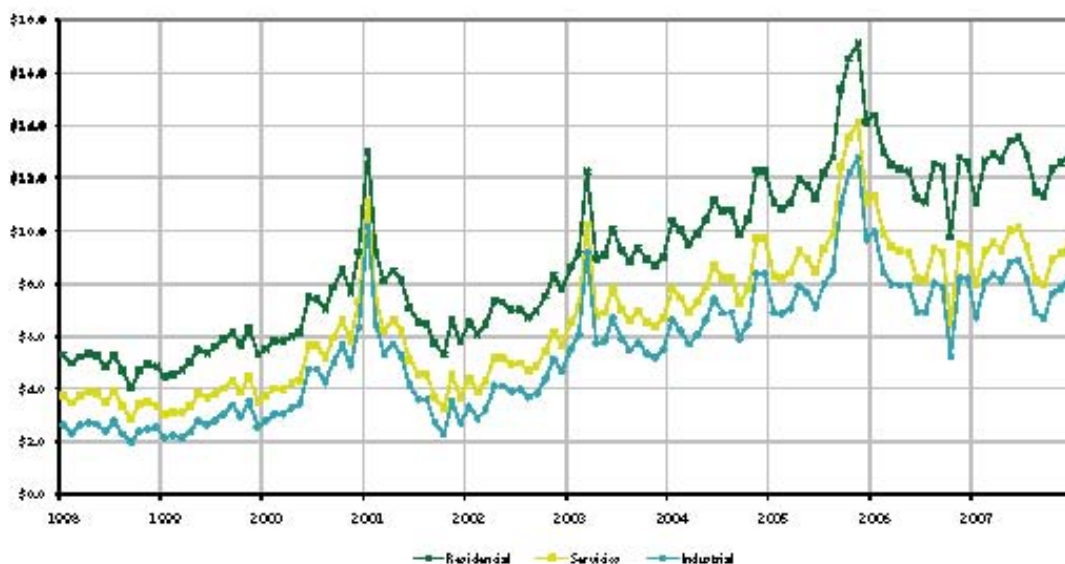
<sup>14</sup> Es el precio más alto que Petróleos Mexicanos podrá cobrar por el gas entregado a la salida de las plantas de proceso o en el punto o puntos de entrega que determine el adquirente.

oportunidad del gas seco en Reynosa y el precio en Cd. Pemex (Tabasco) mediante un mecanismo de netback.

El precio del gas natural en Cd. Pemex durante 2007, presentó un promedio muy similar al de 2006, apenas 0.02 US\$/M BTU mayor, registrando un valor de 5.89 US\$/M BTU. El comportamiento del indicador obedece directamente a los movimientos en la referencia, sin embargo, este indicador registró su mínimo valor de 4.71 US\$/MBTU en septiembre y su máximo en junio con un precio de 6.95 US\$/MBTU.

Durante 2007, los precios de gas natural al público aplicado por las distribuidoras<sup>15</sup> en los diferentes sectores experimentaron una situación similar a los precios de venta de primera mano, es decir, un promedio muy parecido a los registrados en 2006, aunque ligeramente por encima. Así, los precios al público promedio nacional de gas natural fueron de: 12.49 US\$/MBTU para los usuarios del sector residencial, 9.10 US\$/MBTU para el sector servicios o comercial y 7.87 US\$/M BTU en el sector industrial. Estos precios promediaron 9.82 US\$/M BTU, apenas 1.1% más elevados que los de 2007 (véase gráfica 2.1).

Gráfica 2.1  
 Precio promedio nacional al público de gas natural antes  
 del IVA por<sup>1</sup>sector, 1998-2007  
 (dólares por millón de BTU)



<sup>1</sup> Se refiere al precio promedio de la facturación de todas las distribuidoras del país.

Fuente: Sener con base en CRE.

## 2.2.7. Comercio exterior

<sup>15</sup> En cada zona geográfica de distribución, las compañías distribuidoras aplican al precio que adquirieron el gas, cargos específicos por distribución, por tipo de cliente, servicio y rango de consumos, con base en la autorización de la CRE, y construyen su precio al público.

El total de las importaciones durante 2007 se realizaron a través de gasoductos distribuidos en la franja fronteriza con Estados Unidos y por medio de los cargamentos de GNL que arribaron a la terminal de regasificación de Altamira. Durante 2007 se importó un total de 1,094 mmpcd, de los cuales 844 mmpcd ingresaron al país por los ductos interconectados con Estados Unidos y el resto provino de la terminal de regasificación de Altamira.

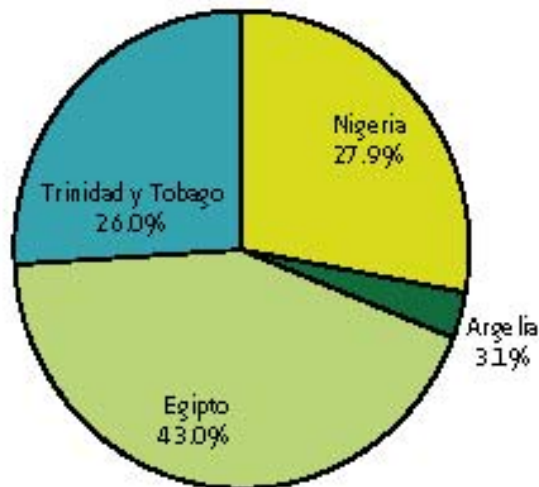
En 2007 continuó el mismo número de gasoductos interconectados con Estados Unidos, con un total de 15 puntos de interconexión que acumulan una capacidad máxima de transporte de aproximadamente de 3,349 mmpcd para importar gas, considerando las capacidades contratadas en base firme e interrumpible en cada punto de interconexión. Ocho de estas interconexiones pertenecen a sistemas aislados a los que no puede llegar la producción nacional y las siete restantes tienen acceso al SNG.

Cabe señalar que tres de los ductos interconectados al SNG (Kinder Morgan, Tetco y Tennessee) pueden ser utilizados en forma bidireccional para exportar un volumen máximo de gas de 750 mmpcd hacia el sur de Texas. De hecho, durante 2007 se exportó un volumen total de 139 mmpcd, el valor más elevado de la última década.

En cuanto a la utilización de las interconexiones, destaca que 2007 fue el tercer año consecutivo que no se utilizaron los ductos de Gulf Terra y Tetco para importaciones, debido a que por parte de PGPB dichas importaciones continuaron disminuyendo por el área de Reynosa. De la misma manera, el gasoducto de Tijuana no se ha habilitado para importar gas desde 2002, ya que el área de Baja California se abastece principalmente de flujo importado por los Algodones.

La importación del GNL en México continuó en aumento durante 2007. La Terminal de regasificación de GNL en Altamira llegó a la mitad de la capacidad comercial de suministro en el último año, al regasificar un total de 250 mmpcd para consumos de las plantas de la CFE. Este volumen representó 22.8% del total de las importaciones de gas natural hechas en el país en 2007. La terminal de GNL de Altamira recibió un total de 32 cargamentos de gas natural en estado líquido entre enero y diciembre de 2007, los cuales provinieron de Argelia, Nigeria, Egipto y Trinidad y Tobago (véase gráfica 2.2)

Gráfica 2.2  
Importaciones de gas natural licuado por país de origen, 2007  
(participación porcentual)



Total: 250 mmpcd

Nota: Los totales pueden no coincidir con el 100% debido al redondeo. Fuente: Gas del Litoral.  
Fuente: Gas del Litoral.

### 2.2.8. Balance oferta-demanda, 1997-2007

El balance nacional de gas natural para el periodo 1997-2007, muestra que hacia el último año se registró un máximo histórico en la oferta nacional de gas seco, al alcanzar un valor de 6,025 mmpcd. Sin embargo, no ha sido suficiente para cubrir la demanda nacional, pese a que en 2007 la oferta creció más que la demanda respecto a 2006.

La oferta nacional creció anualmente 4.9% en el periodo 1997-2007, esto significó pasar de una oferta nacional de 3,726 mmpcd en 1997 a 6,025 mmpcd en 2007, y abastecer 86.4% del consumo interno durante el último año. Esta variación positiva, principalmente en 2007 respecto al año inmediato anterior, fue consecuencia de que en PEP todas las regiones aumentaron su producción, en especial las marinas y la Norte, en esta última destacó la productividad de los pozos del Activo Burgos. Esto se reflejó en un mayor procesamiento de gas seco de plantas en PGPB, principalmente en el Complejo procesador de gas Burgos, y una mayor disponibilidad de gas seco directo de campos.

Lo anterior, impactó notablemente en el total de importaciones que PGPB

realizó en 2007, las cuales cayeron en 65 mmpcd respecto a 2006. Cabe señalar que, PGPB realiza importaciones en sistemas aislados, sin embargo, es notable la caída de sus importaciones por balance que entran al SNG, mismas que disminuyeron de 167 mmpcd en 2006 a 78 mmpcd en 2007. Si bien, el incremento de la producción en Pemex influyó, el aumento de las importaciones de GNL a 250 mmpcd en la terminal de regasificación de Altamira liberó demanda interna que antes cubría la oferta y las mismas importaciones por gasoductos que realizaba PGPB. Esto permitió a PGPB exportar 139 mmpcd de la producción de 2007, alcanzando un volumen máximo en la última década en este rubro.

La demanda nacional de gas natural creció 6.8% respecto a 2006 para registrar un volumen de 6,975 mmpcd en 2007. El aumento de la demanda interna se debe en gran medida a la entrada en operación del PIE Iberdrola Energía Tamazunchale y el ciclo combinado de la CFE de Río Bravo, y en menor medida el arranque de 8 unidades turbogás de la extinta LFC.

Una variable que favoreció al consumo del gas natural en 2007 fue que el precio promedio se mantuvo muy similar al registrado en 2006, e incluso en sectores intensivos en consumo como el eléctrico y el industrial el precio del gas natural quedó por debajo de del precio de petrolíferos como el combustóleo, que experimentó el alza de los precios del petróleo crudo en los mercados de referencia. Como resultado el nivel de precios relativos generó un incremento en el consumo de gas natural de 12.4% en el sector eléctrico público y de 2.5% en sector industrial, y una disminución en la demanda de combustóleo de 1.7% y 6.6% en los mismo sectores, respectivamente.

Como se puede observar en el capítulo anterior, la producción de gas natural creció considerablemente en el país, esto nos lleva a una pregunta, ¿Cuánta energía demandara este procedimiento?

En los siguientes capítulos se contestará esta pregunta, pero primero, en el siguiente capítulo se dará una introducción acerca de cómo se procesa el gas, para ya después considerar los cálculos energéticos.

## **Conclusiones**

Como se puede observar el consumo de gas natural creció en nuestro país considerablemente en diferentes sectores, siendo el eléctrico el de mayor consumo y esto se debe a los beneficios que tiene el uso de gas natural para la generación de energía.

Por otra parte los sectores que se tiene menor consumo son: el residencial y el de transporte, todo esto debido a que se prefiere el uso del gas L.P. en el hogar, y los autos con gas natural comprimido todavía no tienen gran importancia en el mercado mexicano

También se mostró la oferta de gas natural de México en el 2007 y como esta va ir incrementándose considerablemente gracias a la construcción de los Nuevos módulos del CPG de Burgos, la construcción de la nueva central de regasificación en Ensenada y el incremento de importaciones de GNL en Altamira.