

CAPÍTULO 1

1. Panorama internacional del mercado de gas natural

Introducción

El gas natural es una mezcla de gases que se encuentra frecuentemente en yacimientos fósiles, no-asociado (solo), disuelto o asociado con (acompañando al) petróleo o en depósitos de carbón. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% (p. ej., el gas no-asociado del pozo West Sole en el Mar del Norte), y suele contener otros gases como nitrógeno, etano, CO₂, H₂S, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados

El gas que se obtiene del subsuelo debe ser procesado, dependiendo de su composición, para su uso industrial o doméstico y esta es la función de los Complejos Procesadores de Gas (CPG).

En este capítulo se presenta el panorama internacional del mercado de gas natural, se analiza la evolución de la oferta, la demanda y los precios a 2007; así como, la oferta y demanda en prospectiva mundial al 2020. Además contiene la actualización del mercado internacional de gas natural licuado (GNL) durante el último año, y las capacidades por tipo de almacenamiento subterráneo al cierre de 2007.

En este capítulo se incluye una prospectiva de GNL, 2008-2017, con base en los proyectos considerados por la Agencia Internacional de Energía (AIE) y que se encuentra su fase de construcción o planeación, a fin de dar a conocer la expansión esperada en los próximos años entre importadores y exportadores de esta industria. Además, entre los nuevos temas se presentan las emisiones de dióxido de carbono proveniente del gas natural por país.

1.1 El gas natural en la demanda de energía

Durante 2007, la expansión de la economía mundial continuó por cuarto año consecutivo a un ritmo elevado, a pesar de la pérdida de vigor de la economía estadounidense y del surgimiento de serios problemas en los mercados financieros de Estados Unidos y otros países avanzados. En Estados Unidos, el crecimiento del PIB durante 2007 fue inferior al observado en 2006, donde influyó de manera importante la contracción de los sectores relacionados con la construcción residencial. En la zona del euro y en Japón el crecimiento también tendió a moderarse, si bien de manera menos pronunciada.

El crecimiento de las economías emergentes, por el contrario, mantuvo su dinamismo, aunque hacia finales del año se observó cierta desaceleración de la actividad económica de este grupo de países. La inflación tendió a aumentar durante 2007 tanto en los países industriales como en las economías emergentes, impulsada principalmente por los incrementos de los precios de la energía y los alimentos en los países emergentes, también por el fuerte crecimiento de la demanda interna.

Así, mientras la economía mundial presentó un crecimiento de 4.9%¹ durante 2007, el consumo de energía primaria² mundial aumentó 2.4% respecto a 2006, crecimiento menor al año anterior cuando el consumo de energía creció 2.7% y la economía mundial creció 5.0%³.

Según datos de *BP Statistical Review of World Energy*, el gas natural constituye la tercera fuente de energía, después del petróleo y el carbón. Su empleo presenta ventajas económicas y ecológicas, acorde a las políticas de sustentabilidad actuales que se orientan al empleo de combustibles limpios y eficientes. Como resultado, el consumo de gas natural en el mundo creció 2.7% en promedio anual entre 1997 y 2007, abasteciendo 23.8% del consumo mundial de energía primaria.

Los precios de los productos primarios, particularmente el petróleo y los alimentos, registraron fuertes incrementos durante 2007, convirtiéndose en fuentes de presión inflacionaria importantes a nivel global en la economía.

En 2007, el precio del petróleo superó sus marcas históricas previas, alcanzando en noviembre el nivel de los 100 dólares por barril para el tipo *West Texas International (WTI)*, aunque las expectativas de un menor crecimiento de la economía estadounidense contribuyeron a reducirlo a 96 dólares al término del año. El precio promedio de los crudos marcadores fue de 72.20 dólares por barril para el WTI y 72.39 dólares por barril para el crudo *Brent*, es decir, 6.18 y 7.25 dólares encima del valor registrado en 2006, respectivamente.

Durante 2007, el carbón se convirtió por quinto año consecutivo en el energético con mayor crecimiento en el consumo anual, esta vez a una tasa de

¹ De acuerdo con *World Economic Outlook*, Fondo Monetario Internacional, abril de 2008.

² Se refiere a fuentes de energía que se obtienen directamente de la naturaleza o bien después de un proceso de extracción.

³ Ligeramente superior al promedio de los últimos 10 años, cuya tasa media de crecimiento anual (tmca) fue de 2.2%.

crecimiento de 4.5%. Este incremento se presentó pese a que este combustible fósil registró un alza en el precio entre 2006 y 2007, al pasar de 49.09 a 65.73 dólares por tonelada métrica⁴. Este aumento no fue generalizado en todas las regiones de consumo, ya que en Estados Unidos disminuyó de 62.98 a 51.12 dólares por tonelada.

Por su parte, el alza de las cotizaciones de los alimentos resultó principalmente del aumento del consumo en los países emergentes de rápido crecimiento, la demanda de bienes agrícolas para la producción de biocombustibles y las condiciones climáticas adversas.

Ante la expansión de las economías emergentes durante 2007 a tasas mayores o cercanas a las del año previo, se fortalecieron los consumos de combustibles como el carbón y el gas natural. El crecimiento económico de China fue de 11.4%, tres décimas más que en 2006, a lo que contribuyó el fuerte crecimiento de la inversión y las exportaciones. Cabe señalar que, China representó 16.8% del consumo mundial de energía primaria, donde el principal energético es el carbón.

El crecimiento económico de China continuó siendo un factor determinante en el mercado de energéticos. Por tercer año consecutivo, únicamente China justificó más de la mitad del incremento global del consumo de energía (52.1%), al crecer 133.6 millones de toneladas de petróleo crudo equivalente (mmtpc) en el total de energía requerida. Este país generó 72.2% de dicho crecimiento a partir de intensificar el uso del carbón.

El PIB en Rusia creció en 8.1% en 2007. Su posición como el mayor exportador de petróleo crudo contribuyó además a que su superávit en cuenta corriente como proporción del PIB se ubicara cerca de 6%. Si bien, Rusia disminuyó ligeramente su consumo de crudo 0.9% en 2007, el de gas natural aumento 1.6%, siendo este último un volumen importante.

Otra economía emergente importante y con un consumo de energía primaria considerable es la India, cuyo crecimiento económico fue ligeramente menor al del año anterior (9.2% contra 9.7%), basado fundamentalmente en la demanda interna, lo cual propició un aumento del déficit en cuenta corriente a 1.8% de su PIB. Esto ocasionó que todos los consumos de sus fuentes de energía primaria se incrementaran en 2007.

1.2 Consumo mundial de gas natural, 2007

Durante 2007, el consumo mundial de gas natural fue de 282,701 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd), 30.1% más elevado que el de hace una década, y 3.1% mayor respecto a 2006. La geografía del consumo de gas natural muestra que, las regiones de mayor consumo en el mundo son Europa-Euroasia⁵, Norteamérica y Asia-Pacífico, que en conjunto representan el 82.3% de la demanda global. Si bien, el consumo creció en todas las regiones durante el último año, el incremento fue notable en regiones como Asia-Pacífico y Norteamérica, cuyos crecimientos en volumen fueron de 3,822 y 2,608 mmpcd,

⁴ De acuerdo con el *Commodity Price Data* del Banco Mundial con referencia en Australia, septiembre de 2008. Se refiere al carbón térmico de 6,300 kcal/kg (11,340 BTU/lb), con menos de 0.8% de azufre y 13% de ceniza.

⁵ La región de Europa y Euroasia incluye a todos los miembros europeos de la OCDE, los países del antiguo bloque Soviético, además de Albania, Bosnia-Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Chipre, Eslovenia, Gibraltar, Macedonia, Malta, Montenegro, Rumania y Servia.

respectivamente.

El consumo estadounidense de gas natural se recuperó 6.5% en 2007, manteniéndose como el mayor consumidor mundial con una demanda de 63,173 mmpcd, y una participación de 22.6%, dando así un impulso considerable al consumo de la región de Norteamérica. Lo anterior derivado de que los precios relativamente bajos de 2006 continuaron en 2007, aunado a la actividad económica sostenida, lo que motivó en gran parte la reanudación de ventas a usuarios industriales, mientras que los sectores residencial, servicios y de generación eléctrica registraron tasas de crecimiento más altas, en el orden de 6 a 8%.

El consumo de la región Asia-Pacífico en 2007, fue impulsado por países como China, Japón e India, que en conjunto justificaron 76.0% del incremento de gas de la región. En el caso de Japón, durante el último año se convirtió en el sexto consumidor del mundo, sustituyendo a Alemania, quien lo fue hasta 2006. Japón incrementó su consumo en 628 mmpcd, luego de que en julio de 2007 un terremoto sacudiera la costa oeste de Japón, dañando las instalaciones de la planta nuclear de Kashiwazaki-Kariwa, considerada la más grande del mundo, ocasionando que quedara fuera de operación para realizar inspecciones y reparar los daños.

Dicha generación de electricidad fue compensada con centrales termoeléctricas a partir de derivados de petróleo y gas natural. Cabe señalar que, Japón produce cerca de una tercera parte de su electricidad a partir de la energía nuclear. De hecho, durante septiembre las entregas de GNL fueron superadas por el consumo, cubriéndose el déficit a partir de inventarios en un principio, y luego con mayores importaciones de cargamentos *spot*, provocando que el precio del GNL suministrado se incrementara hacia el final del año⁶.

En el caso de China e India, su crecimiento vertiginoso, impulsó una mayor demanda de gas natural, incrementándose las importaciones de GNL en 2007. China aumentó su consumo interno en 19.9%, mientras que la India lo hizo en 7.6%. De esta manera, China superó a Ucrania como consumidor de gas natural en el mundo, posicionándose en el décimo lugar.

En Europa se presentaron un gran número de días con clima templado en 2007, lo que generó que en los países de la Comunidad Europea⁶ las ventas de gas natural disminuyeran por segundo año consecutivo, esta vez como consecuencia de que en la mayoría de los países se registró un descenso considerable en las ventas al sector residencial. Por otro lado, a pesar de que la actividad económica fue bastante favorable en varios de estos países, las ventas al sector industrial continuaron estancadas y en algunos casos disminuyeron. Esto se derivó del impacto de precios muy altos de gas a consecuencia de fluctuaciones del precio del petróleo, al cual el precio del gas está fuertemente indexado, lo que le redujo competitividad al gas natural comparado a las otras fuentes de energía utilizadas en este sector. Por su parte, el sector eléctrico encontró más favorable al gas en 2007, debido a que el precio de importación del carbón en Europa se

⁶ *Impacts on International Energy Markets of unplanned shutdown of Kashiwasaki-Kariwa Nuclear Power Station*, April 2008, Institute of Energy Economics, Japan.

duplicó⁷.

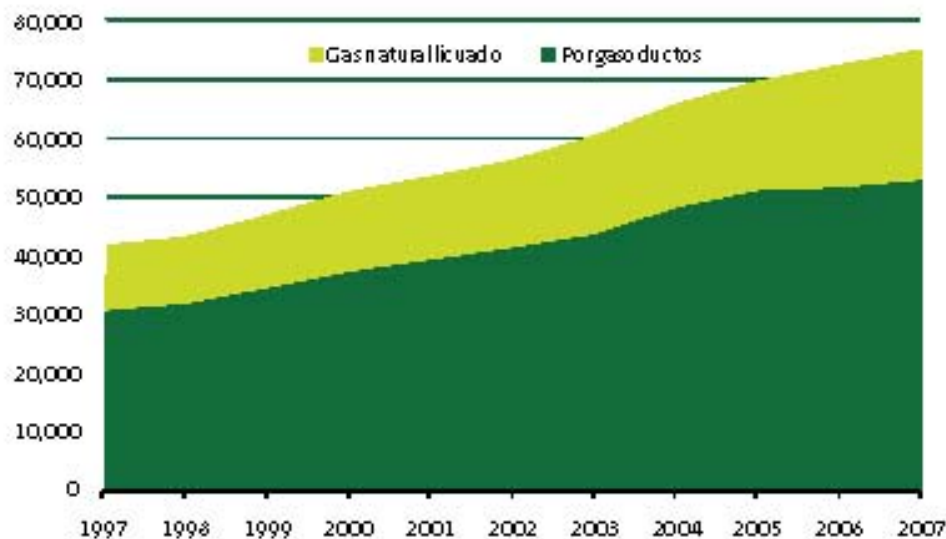
Existen diferentes puntos de vista acerca de la globalización del mercado de gas natural. Históricamente la industria del GNL se ha desarrollado en mercados regionales, donde la manera de valorar el gas es diferente y predominan las transacciones entre ciertos países. Esto se ha generado a partir de la distribución del recurso gasífero, la disponibilidad de fuentes alternativas de energía y los asuntos geopolíticos peculiares de cada región.

Sin embargo, el aumento en la producción y el consumo mundial está incrementando las importaciones, principalmente en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), generando tensiones sensibles a cualquier variación del mercado e incrementando en el corto plazo el volumen de GNL intercambiado y precios más elevados que favorecen las interacciones globales.

Así, el gas natural intercambiado en el mundo alcanzó un volumen de 75,088 mmpcd en 2007, lo que representó 26.4% de la producción mundial del hidrocarburo, mientras que esa misma proporción fue de 19.3% en 1997. La mayor parte del comercio continúa realizándose a través de gasoductos, aproximadamente 70.8%; sin embargo el restante 29.2% que se hace en forma de GNL, comienza a ser importante en vías de una globalización del mercado (véase gráfica 1.1)⁸.

Gráfica 1.1

Comercio internacional de gas natural, 1997-2007
(millones de pies cúbicos diarios)



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

⁷ Short-term in gas industry, Panorama 2008, Institut Français du Pétrole.

⁸ Durante 2007 el comercio de gas natural a través de gasoductos fue de 53,182 mmpcd, mientras que el GNL colocó 21,906 mmpcd.

En los últimos años el proceso de globalización de la industria del gas se viene consolidando a través de los intercambios globales más integrados con precios regionales y una libre asignación de los cargamentos de GNL. Mientras la industria del gas natural se va globalizando, algunos analistas advierten que falta mucho camino por recorrer para alcanzar los niveles de globalización del mercado de petróleo.

Aun cuando los mercados de gas natural están más conectados hoy en día respecto a una década atrás, se sigue considerando una industria regional debido a que las ventas de GNL sólo representan 7.7% de la producción mundial de gas seco, comparado con el 48.9% del petróleo y 15% del carbón que se comercializan a través de transporte marino en el mundo. Conforme el GNL se vaya convirtiendo en un *commodity*, su influencia aumentará en el precio de los mercados con comportamientos similares, pese a que en el corto plazo difícilmente sucederá.

Una barrera para convertir el GNL en un *commodity*, es la limitada influencia para abastecer el mercado de consumo de los Estados Unidos y el Reino Unido, ya que actualmente se considera como un combustible complementario a la oferta de gas de dichos mercados, y éstos son referentes para fijar los precios del gas en los países de Norteamérica y Europa. Si bien, esto significaría incrementar la dependencia a las importaciones de GNL proveniente de distintas regiones, también habría que superar cuellos de botella en la flexibilidad de los intercambios en múltiples rutas y modos de transporte, principalmente en aquellos mercados donde las distancias sean mayores respecto al origen del gas y el costo de transporte aun lo haga competitivo en el mercado destino.

Al cierre de 2007 operaron 24 plantas de licuefacción⁹ ubicadas en quince países. Entre los hechos positivos en la expansión de la industria de GNL, fue que Guinea Ecuatorial y Noruega se unieron a los exportadores en el último año. El 2007 fue un año difícil para la toma de decisiones en las inversiones de la industria, sólo se concretaron algunas expansiones en las capacidades de licuefacción en Angola, Australia y Argelia.

Esto tuvo su origen en retrasos y cancelaciones en la parte aguas arriba (*upstream*) de algunos proyectos durante el año, ocasionados por incrementos en los costos de la ingeniería, particularmente en costos de adquisición y construcción. Además, en algunos países exportadores, la participación de sus gobiernos va en aumento, y por ende un mayor control sobre los recursos energéticos ha influido en la toma de decisiones limitada en las inversiones. Además se han creado tensiones respecto a la asignación de los recursos entre el mercado interno y las exportaciones, principalmente en Indonesia, Nigeria, Medio Oriente y algunos países de África del Norte. Los precios bajos del gas natural en estos países, han impulsado un incremento en el consumo local, ya que a menudo se encuentran distorsionados en un afán de reforzar y diversificar la economía, incentivando industrias como la de productos petroquímicos, la desalación del agua y generación de electricidad, no obstante estos precios bajos desalentaron la inversión aguas arriba.

⁹ Considerando las empresas o sociedades propietarias, la distancia de los trenes de licuefacción con respecto al puerto principal y la administración de las plantas.

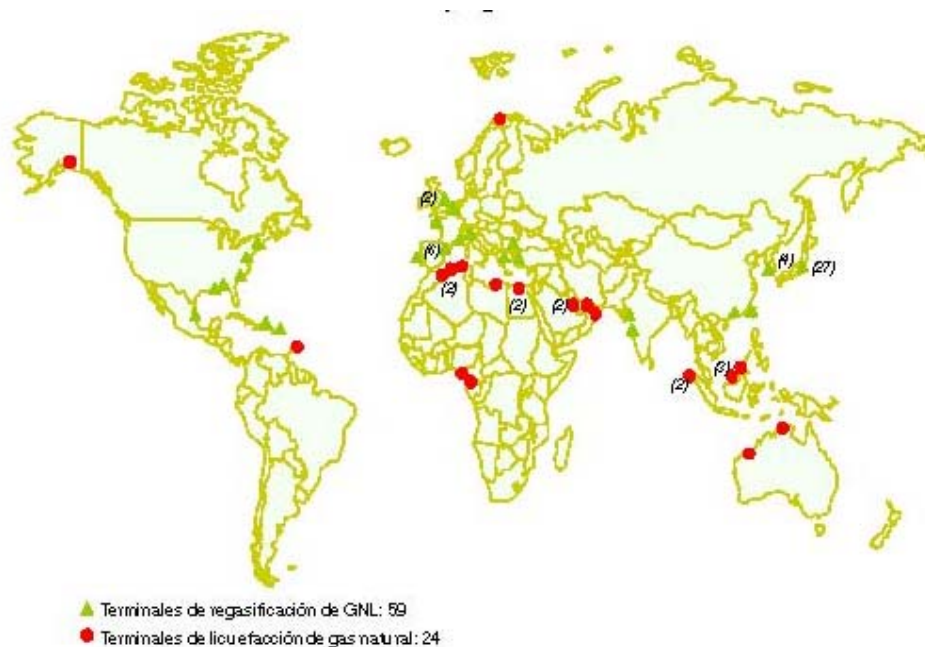
Considerando las expansiones y las dos plantas nuevas de licuefacción en Noruega y Guinea Ecuatorial, al último año existe una capacidad nominal de licuefacción de 431.3 millones de metros cúbicos (mmm³) de GNL por año, repartidos en 83 trenes de licuefacción. De acuerdo con esa capacidad de licuefacción se obtuvo un porcentaje de utilización promedio de 86.0% durante 2007, casi 3% mayor respecto a 2006. La capacidad total de almacenaje de GNL ascendió aproximadamente a 6,337 miles de metros cúbicos (mm³) distribuidos en 70 tanques, que representan seis días (6.2) de la producción mundial de GNL.

Por el lado de la regasificación, al término de 2007 se registró la existencia de 59 terminales en el mundo. En dicho año comenzaron operaciones dos terminales nuevas de regasificación: Murgados en España y Teesside en Reino Unido. Además hubo incrementos de capacidad de regasificación en las terminales de Revithoussa en Grecia y Pyeong-taek de Corea del Sur. Con dichos incrementos, se totaliza una capacidad instalada de regasificación de 550.6 miles de millones de metros cúbicos (m m m m³) por año de gas natural y una capacidad de almacenamiento de 27,880 (mm³) de GNL con 288 tanques.

La flota de buques para transportar GNL en el mundo fue de 254 metaneros al término de 2007. Sin embargo, el Hassi R'Mel, el Laieta y el Hoegh Gandria no transportaron ningún cargamento, así como los 12 nuevos buques que se entregaron durante el año.

Mapa 1.1

Terminales de licuefacción y regasificación de GNL existentes a 2007



Fuente: *International Energy Agency*.

Entre los países exportadores, Qatar es el mayor productor del mercado de GNL que durante 2007 exportó 3,723 mmpcd. Malasia se ubicó como el segundo mayor productor al colocar 2,882.3 mmpcd en ese mismo año, con este volumen superó por primera vez la producción proveniente de Indonesia que disminuyó 6.2%. Por su parte, las exportaciones de Argelia permanecieron estables, mientras que las de Egipto cayeron 9.1% principalmente porque aumentó su demanda interna de gas natural. Nigeria presentó un aumento de 20.4% en la producción de GNL, con la entrada en operación del sexto tren de licuefacción de la terminal en Bonny Island.

La cuenca del Pacífico continúa siendo la ruta comercial más importante entre los exportadores, la cual durante 2007 transportó 39.0% de GNL comercializado. Sin embargo, los exportadores de Medio Oriente y de la cuenca del Atlántico aumentaron en el último año sus exportaciones en 821.4 mmpcd y 552.5 mmpcd, respectivamente.

Guinea Ecuatorial y Noruega se integraron a los exportadores de la cuenca del Atlántico. La planta de licuefacción de Guinea Ecuatorial se encuentra ubicada en la Isla de Bioko y comenzó operaciones durante mayo de 2007, mientras que la terminal de Snohvit en Noruega, ubicada en la Isla de Melkoya, comenzó operaciones comerciales en octubre.

Respecto a los países importadores de GNL, Japón permanece como el mayor consumidor de GNL con un volumen de 8,593.6 mmpcd en 2007, seguido por Corea del Sur con 3,327.3 mmpcd y España con 2,339.5 mmpcd. Cabe señalar que, los países que se convirtieron en importadores en 2006, China y México, aumentaron considerablemente sus consumos de GNL en 2007.

La participación de las importaciones de GNL en países europeos respecto al total disminuyó de 27.2% a 23.6% entre 2006 y 2007. Lo anterior se debe a que 2007 fue un año de condiciones climáticas templadas en la mayor parte del continente, lo que ocasionó caídas en el consumo del GNL en países como España, Francia, Bélgica, Italia y Reino Unido. Además, los precios más altos del gas que se dieron en Estados Unidos y Asia durante parte del año, desincentivaron a aquellos productores con flexibilidad para nominar sus cargamentos hacia las terminales europeas de regasificación.

En América, las importaciones de GNL hacia Estados Unidos registraron un aumento significativo entre 2006 y 2007 de 508.9 mmpcd, es decir 31.8% más que el GNL consumido en 2006, pese a que en el último cuarto del año hubo poca actividad en las terminales de Estados Unidos, y los cargamentos fueron desviados al mercado Asiático. En conjunto, los países importadores en América representaron 11.1% del total durante 2007.

El mercado asiático de GNL continuó en ascenso durante 2007 al crecer 9.5% respecto a 2006. Además de ser el mayor consumidor, durante el último año promedió importaciones por 14,317 mmpcd, es decir representó 65.4% del total del mercado de consumo de GNL. Durante 2007, China e India comenzaron a incrementar sus importaciones de GNL en 277.7 mmpcd y 192.5 mmpcd, respectivamente.

Cabe señalar que, las tendencias en los patrones de uso de las terminales de GNL varían de una región a otra, ya que reflejan la estructura de la demanda de un mercado en particular. En Asia Pacífico, el gas natural es usado como una fuente de consumo importante y carecen de capacidad de almacenamiento subterráneo, además existen fluctuaciones importantes en la demanda estacional que requieren ser absorbidas por las terminales de GNL. Por ejemplo, la capacidad total de regasificación en Japón, Corea y Taiwán es más del doble de la demanda anual de gas. Tal redundancia les da flexibilidad para conseguir gas en el mercado internacional en situaciones de aumentos imprevistos de la demanda, ya que estos países no poseen importantes suministros locales ni infraestructura de gasoductos suficiente.

En Europa, donde los mercados de gas son maduros, suelen utilizar en forma eficiente los sistemas de gasoductos y el almacenamiento subterráneo, permitiendo a las terminales de regasificación tasas de utilización más altas, beneficio que obtienen al contar con la flexibilidad que otorgan los sistemas de almacenamiento subterráneo ante estacionalidades y crecimientos imprevistos de la demanda. Por ejemplo, la única terminal de regasificación que posee Italia y las dos de Francia promediaron una tasa de utilización de más de 80% durante 2007.

En Estados Unidos donde las importaciones de GNL juegan un rol marginal y las entregas dependen de las diferencias del precio con los otros mercados, la tasa de utilización suele ser baja en promedio anual. Además, no es necesaria una capacidad de almacenamiento importante en las terminales, ya que cuentan con redes de gasoductos con un alto grado de interconexión, e inclusive con almacenamientos subterráneos. En México, la terminal de Altamira promedió una tasa alta de utilización en su segundo año de operación de aproximadamente 55%.

1.3 Impacto ambiental del gas natural en el mundo, 2005-2020

En la próxima década, cualquier acción para disminuir las emisiones de los gases de efecto invernadero podría afectar el uso de energía primaria alrededor del mundo y alterar el nivel y la composición de emisiones de bióxido de carbono (CO₂) según la fuente de energía. Sin duda, el CO₂ es uno de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera que causan mayor preocupación en el mundo.

Las emisiones de CO₂ son resultado principalmente de la utilización de un combustible fósil para obtener energía, y esto ha generado un gran debate respecto al cambio climático. De acuerdo con el DOE, las emisiones de bióxido de carbono del mundo en 2007, provenientes de combustibles fósiles, fueron de 29.3 miles de millones de toneladas (mmmta) y aumentarán a 37.0 mmmta en 2020.

Pese a que el carbón no es el combustible fósil más demandado, se estima que a partir de 2005 las emisiones de CO₂ de éste superaron a las del petróleo y sus derivados. Para 2007 las emisiones de cada combustible se estimaron en: carbón 12.0 mmmta, petróleo y sus derivados 11.3 mmmta, y gas natural 6.0 mmmta.

Si bien se considera al gas natural benévolo con sus emisiones respecto al petróleo y el carbón, existe la expectativa hacia 2020 de que participe con 24.1%

del consumo de energía primaria, y que eso signifique 20.9% de las emisiones de CO₂, mientras que el carbón cubrirá 28.2% de la energía primaria y sus emisiones del gas efecto invernadero representarán 43.0%.

Cabe señalar que el estimado de las emisiones de CO₂ no sólo incluye al consumo de gas en usos finales, sino también el gas quemado y venteado en campos. Los registros actualizados por el DOE a septiembre de 2008, estiman que durante 2006 se emitieron 5,911.8 millones de toneladas métricas de CO₂ (mmt) a partir del gas natural.

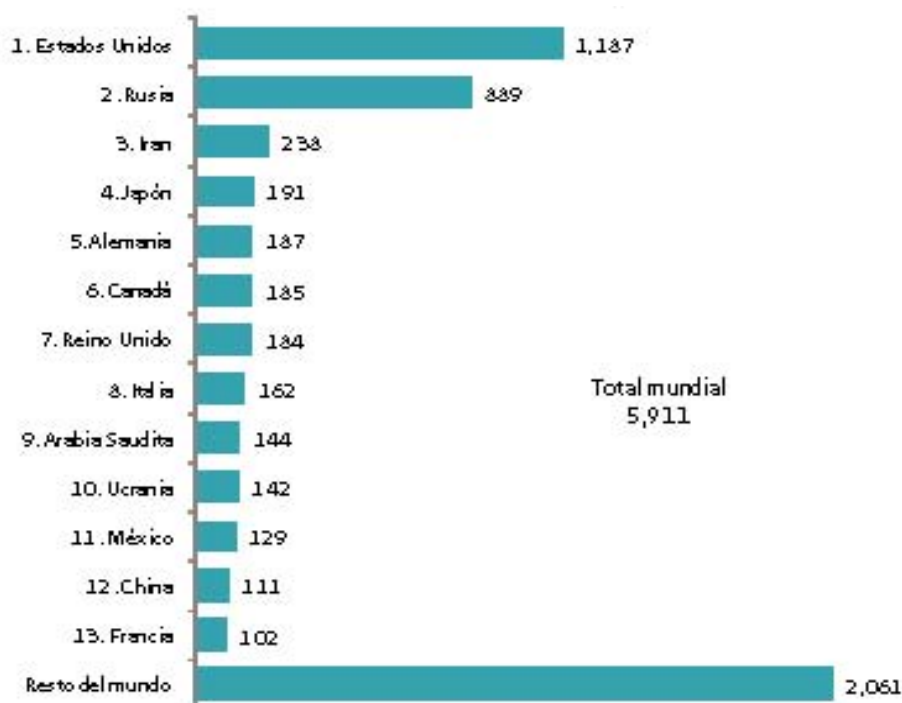
Trece países, como se muestra en la gráfica 1.2, que emitieron arriba de 100 mmt de CO₂ durante 2006, representan 65.1% del total mundial, en el cual Estados Unidos es el principal emisor con 1,187 mmt de CO₂ seguido de Rusia con 889 mmt de CO₂, mientras el registro de México lo coloca en el lugar 11, con un total de emisiones de gases efecto invernadero de 129 mmt.

Si bien las emisiones de los usos finales del gas natural serán difíciles de controlar conforme aumente el consumo mundial por el hidrocarburo, se buscan alternativas para disminuir la cantidad de gas quemado y venteado en campos productores. El Banco Mundial está promoviendo en diferentes países programas específicos con las mejores prácticas para reducir la cantidad de gas quemado. Así, desde agosto de 2002, se fundó una asociación público-privada llamada *Global Gas Flaring Reduction (GGFR)* promovida por el Banco Mundial y el Gobierno de Noruega, con representantes de gobiernos productores de petróleo, compañías estatales y compañías petroleras internacionales.

Es evidente que todos los países enfrentan oportunidades de mejora en el aprovechamiento del gas; en 2006 la AIE registró que la suma del gas venteado y quemado en campos y plataformas en Estados Unidos representó 34% de su producción de gas, mientras que en Canadá fue de 20%.

Gráfica 1.2

Emisiones mundiales de bióxido de carbono provenientes del gas natural por país, 2006



Fuente: *Energy Information Administration, DOE*

1.4 Oferta mundial de gas natural, 2005-2020

Se espera que los países que no pertenecen a la OCDE aporten 94.1% del incremento de la producción mundial de gas natural entre 2005 y 2020. En el escenario de referencia del DOE la producción mundial crece a una tasa anual de 2.2% hacia 2020, mientras que la oferta de los países de la OCDE sólo crecerá 0.4% anual en el mismo periodo.

En los países no OCDE, el principal desarrollo de la producción provendrá de Rusia y de las regiones de Oriente Medio y África, que en conjunto representarán 54.9% del crecimiento de la producción mundial durante el periodo. Estas regiones desarrollarán grandes proyectos de exportación hacia otras, principalmente a través de gasoductos en el caso de Rusia y África, y en muchos de los países de Oriente Medio con cargamentos de GNL.

Si bien, en los últimos años Rusia ha reducido el suministro de gas, Ver cuadro 1.1, a Ucrania debido a la falta de acuerdos en el precio, no ha puesto en riesgo el suministro hacia los países de la OCDE en Europa a través de su amplia red de gasoductos. Además, Rusia continúa con planes de expansión de gasoductos hacia China y Corea del Sur, y su incursión en el mercado de GNL.

Cuadro 1.1

Producción mundial de gas natural por región, 2005-2020
(miles de millones de pies cúbicos diarios)

Región/País	2005	2010	2015	2020	tmca*
OCDE					
Norteamérica	72.6	74.5	74.2	74.2	0.1
Europa	29.9	31.0	30.7	29.3	-0.1
Asia	4.9	6.0	7.9	10.1	4.9
Total OCDE	107.4	111.8	112.9	113.7	0.4
No OCDE					
Europa y Euroasia	80.3	90.7	98.9	105.2	1.8
Rusia	61.9	68.2	73.7	78.6	1.6
Otros	18.1	22.5	25.5	26.3	2.5
Asia	30.7	37.5	47.1	56.4	4.1
China	4.9	6.8	8.8	10.4	5.1
India	3.0	4.1	5.5	6.6	5.3
Otros	23.0	26.6	32.9	39.7	3.7
Oriente Medio	30.7	40.0	46.3	52.9	3.7
África	16.7	21.6	29.3	37.0	5.4
Centro y Sudamérica	13.4	17.0	20.0	21.6	3.2
Total no OCDE	171.8	206.8	241.9	273.2	3.1
Total mundial	279.2	318.4	354.8	386.8	2.2

*Tasa media de crecimiento anual 2005-2020.

Fuente: *International Energy Outlook 2008*, EIA/DOE.

La expectativa que hay en los países de Asia que no pertenecen a la OCDE, será muy dinámica, ya que en este bloque se ubican China e India. Si bien la oferta de la región tendrá un incremento de 25.8 mmpcd entre 2005 y 2020, el incremento del consumo por la gran actividad que se desarrollará en esos países hace prever que será una región deficitaria, pese a que hay países que poseen importantes cantidades de reservas.

Las tres regiones superavitarias en producción neta de gas hacia 2020 serán Europa-Euroasia no OCDE, Oriente Medio, África y en menor medida Centro y Sudamérica. En la región de África 58.5% de la producción de gas natural será destinada a exportación, por lo que se están considerando ductos que conecten con Europa en el norte del continente, y otra parte será a través de expansiones en la capacidad de licuefacción. En el caso de la región de EuropaEuroasia no OCDE, se debe a la ubicación de Rusia como principal productor de gas, país que se estima exportará 33.4% de su producción hacia 2020.

1.5 Mercado prospectivo de gas natural, 2005-2020

Considerando el escenario de referencia del *International Energy Outlook 2008* del *Departamento de Energía* (DOE) de los Estados Unidos, el consumo mundial de energía crecerá a una tasa de 1.8% cada año entre 2005 y 2020. Se prevé que el crecimiento más dinámico en la demanda de energía ocurra en países que no pertenecen a la OCDE, estos países crecerán a una tasa de 2.7% anual en su consumo de energía durante el periodo 2005-2020, impulsado por el crecimiento de economías como China e India. Por otro lado, el promedio de los

países de la OCDE crecerá a un ritmo de 0.7% por año, debido a que la mayoría de ellos poseen mercados energéticos maduros.

El consumo mundial de energía en 2005 fue de 462.5 PetaBTU¹⁰, y se estima llegue a 608.4 PetaBTU en 2020. Hacia el final del periodo se espera que el petróleo y sus derivados sigan abasteciendo 33.9% de la demanda de usos finales, mientras que el carbón y el gas natural cubrirán 28.2% y 24.1%, respectivamente. El precio del carbón considerando su contenido energético y el impulso que este reciba del crecimiento de China e India lo convertirá en el combustible fósil con crecimientos más elevados hacia el 2020 (2.3%).

1.6 Demanda mundial de gas natural, 2005-2020

De acuerdo con el escenario de referencia del DOE, el consumo mundial de gas natural pasará de 284.1 miles de millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) a 386.6 mmpcd entre 2005 y 2020. Esto significa que la tasa de crecimiento anual del gas natural será ligeramente menor a la del carbón, dado que se espera será una fuente importante en la generación de electricidad y el sector industrial, debido a que es una opción ambientalmente más atractiva, su combustión es más eficiente respecto al carbón y los petrolíferos. Estas condiciones lo privilegiarán ya que algunos gobiernos están implementando políticas de desarrollo sustentable, tanto regionales como nacionales, para reducir emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

Cabe señalar que, el DOE consideró un comportamiento en el escenario de precios del petróleo crudo, donde el promedio anual de 2007 fue de 72.3 dólares por barril, es decir 9.5% mayor respecto a 2006, y casi el doble del registrado durante 2003. Ante la expectativa de que los precios del crudo permanezcan elevados, y al ser el gas natural un combustible sustituto en muchos sectores de uso final, se incrementa la posibilidad de un mayor consumo del gas para los próximos años.

1.7 Producción mundial de gas seco, 2007

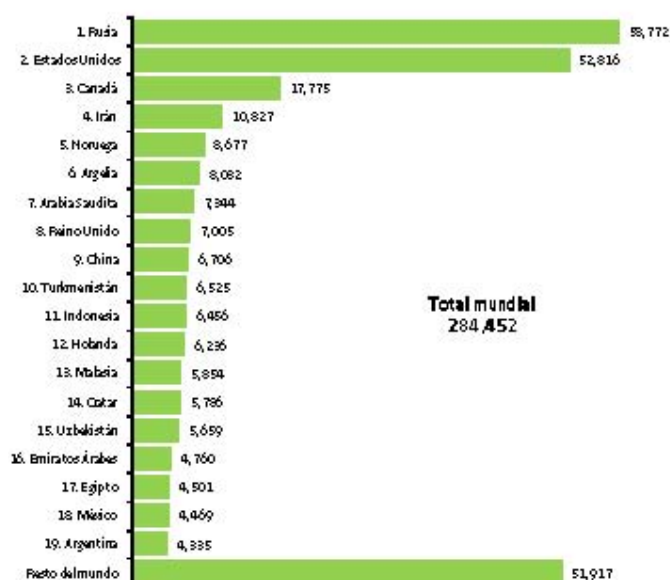
La producción mundial de gas seco alcanzó un nivel de 284,452 mmpcd en 2007, lo que significó un incremento de 2.4% respecto al año anterior. Sin duda, este combustible se ha convertido en una alternativa respecto al petróleo y sus derivados, que durante el año presentaron un alza de precios constante en los mercados internacionales.

Los principales países productores de gas natural son Rusia y Estados Unidos. Otros países como Canadá, Irán, Noruega, Argelia, Arabia Saudita y Reino Unido, presentaron importantes niveles de producción durante 2007. Estos ocho países representaron 60.2% de la producción global del gas seco en el año, con niveles por encima de los 7,000 mmpcd (véase gráfica 1.3). Cabe señalar que México se ubica en el lugar 18 como productor de gas seco, considerando la clasificación del *BP Statistical Review of World Energy*.

¹⁰ El prefijo Peta equivale a 10¹⁵.

Gráfica 1.3

Producción mundial de gas seco, 2007
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy, 2008.

Un hecho relevante fue que Estados Unidos incrementó su producción en 2,197 mmpcd durante 2007. Esto se debió a que los daños de la temporada de huracanes de 2005 a instalaciones de producción y procesamiento han sido reparados completamente, y en 2007 fue recuperada la capacidad de producción a sus niveles normales de operación. Así, el volumen de gas producido representó 18.8% del suministro total de gas natural en el mundo. Dicho volumen fue 4.3% mayor que el producido en 2006, debido a que la producción de gas fue estimulada por los precios a boca de pozo más altos de los últimos años, ayudado por una actividad exploratoria importante en 2007 que sostuvo no sólo el alza de la producción, sino el mantenimiento de las reservas probadas de este país.

Desde la segunda mitad de la década pasada el gas natural ganó importancia rápidamente en el mercado energético global, al convertirse en un combustible de usos diversificados que posee una combustión eficiente y limpia, lo que generó un incremento en los ritmos de producción para satisfacer la demanda. Ante la diversificación de los yacimientos de gas se han consolidado mercados de oferta regionales más equilibrados que en el caso del petróleo crudo.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)¹¹ produjo 44.5% del petróleo en el mundo y 18.4% del gas seco comercializado durante 2007. Cabe mencionar que los países de la OPEP poseen 49.7% de las reservas probadas mundiales de gas al cierre de 2007, y en los últimos 10 años dicha relación ha ido en aumento, ya que en 1997 fue de 42%. Asimismo, estos países

¹¹ Los miembros de la OPEP son Arabia Saudita, Angola, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar y Venezuela.

han incrementado su participación en la oferta mundial para capturar los beneficios que ofrece el mercado de gas natural, mientras en 1997 producían 15.1%, para 2007 llegaron a aportar 18.4% del total. Muchos de los países de la OPEP poseen demandas internas menores a su producción, lo que les permite colocar excedentes fuera de sus regiones geográficas.

A diferencia de los países de la OPEP que han incrementando su producción de gas seco en los últimos años, las principales empresas petroleras mantienen estable su producción, independientemente de operar en distintas partes del mundo, e incluso participando en algunos países de la OPEP. Sin embargo, estas últimas han diversificado las oportunidades de negocios en el desarrollo de oferta de gas natural de yacimientos no convencionales y el GNL, e inclusive haciendo desarrollos para disminuir la cantidad de gas enviado a la atmosfera.

Lo anterior se debe a que estas empresas privadas han alcanzado una composición relativa entre la producción de gas respecto a la de crudo que maximiza el valor de sus inversiones, de acuerdo con los precios equivalentes y vigentes en el mercado, y por ende la recuperación de las mismas en el menor periodo¹².

En el escenario internacional, Petróleos Mexicanos (Pemex) continua colocado en una posición destacada, y así lo han reconocido publicaciones especializadas en materia energética de prestigio. De acuerdo con *Energy Intelligence Group*, Pemex permaneció como la catorceava empresa productora de gas seco en el mundo durante 2006, en comparación con otras grandes corporaciones petroleras de distintos países. Mantener esta posición en la producción de gas refleja la importancia que el desarrollo del combustible ha adquirido en Pemex durante los últimos años¹³.

CONCLUSIONES

Como se pudo ver en el capítulo el gas natural es la tercera fuente de energía a nivel mundial, sólo superado por el carbón y el petróleo. Su empleo presenta muchas ventajas tanto económicas como ecológicas.

También se pudo observar que por las ventajas que tiene el uso de gas natural, económicas y ecológicas, se va a incrementar la producción de este combustible a nivel mundial, ya que los países como estados unidos, china, México, etc. Tienen que suplir la demanda de energía futura de una manera eficiente y que no sea muy costosa.

¹² Fuente: *The majors' shift to natural gas*, Energy Information Administration, 2001.

¹³ Cabe aclarar, que la revista utiliza criterios para determinar la producción comercial de cada empresa, por tal motivo, los valores de producción reportados oficialmente no coinciden con algunos cuadros del presente documento para el 2005.