



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas

BOLETÍN MENSUAL DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Septiembre 2007



INDICE

1. SUPERVISIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GNL

- Hechos relevantes del mercado internacional de GNL
- Evolución de los precios internacionales del gas

2. SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

- Demanda de gas en España
- Demanda de gas por Mercados
- Demanda de gas para generación eléctrica
- Niveles de existencias de gas en el sistema gasista
- Funcionamiento de las interconexiones y Tránsito internacional
- Mercado secundario de gas
- Tarifas de suministro de gas en España
- Hechos relevantes mercado de gas en España



Comisión
Nacional
de Energía

SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Septiembre 2007

SUPERVISIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS

HECHOS RELEVANTES DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GNL. AÑO 2007

En relación con la evolución del mercado internacional de GNL, cabe destacar el ascenso de Qatar a la condición de primer productor y exportador mundial de GNL, desplazando a Indonesia, que mantenía el liderazgo mundial de la producción de GNL desde hace más de 10 años. Los incrementos previstos en la producción de Qatar para los próximos años, así como su posición geográfica, que le permite abastecer tanto al mercado atlántico como al mercado pacífico de GNL, le convierte en la principal referencia para la fijación de los precios del mercado de GNL, tanto spot como a largo plazo.

En el año 2007 dos nuevos países se han incorporado al mercado de países productores de GNL, ambos ubicados en la cuenca atlántica, lo que amplía a 15 el número de países productores de GNL en el mundo:

- En **Guinea Ecuatorial**, la empresa Equatorial Guinea LNG anunció la entrega del primer cargamento de GNL el 25 de mayo de 2007. La planta está localizada en la isla de Bioko, en Punta Europa, cerca de la capital de Guinea Ecuatorial, Malabo, y recibe el gas de un campo offshore operado por Marathon Oil.
- En **Noruega**, el 13 de septiembre, la empresa Statoil ha anunciado el comienzo de la producción de GNL en fase de pruebas en la planta de Snohvit, en el norte de Noruega, tras cinco años de construcción. El primer cargamento podría entregarse a finales de septiembre o principios de octubre, y en principio está prevista su descarga en la planta de Bilbao.

La producción de GNL en la cuenca atlántica muestra un importante crecimiento interanual, motivado por la puesta en funcionamiento de nuevos trenes de licuefacción en Nigeria, Qatar y el ya comentado de Guinea Ecuatorial.

La Agencia Internacional de Energía (IEA), en su informe "Gas Market Review 2007" prevé un crecimiento de la capacidad de licuación de 240 bcm en 2005 a 360 bcm en 2010. No obstante, también indica que las autorizaciones de construcción de nuevos proyectos a partir de 2010 están encontrando serias dificultades. Además, el coste de los proyectos está creciendo y se están retrasando los tiempos previstos de construcción.

El área en la que se aprecian mayores inversiones es en buques de GNL y en capacidad de regasificación. En particular, la capacidad total de importación de GNL en Europa puede pasar de 70 bcm en 2005 a 165 bcm en el 2010. El crecimiento en la capacidad de importación se concentra mayoritariamente en cuatro países: España, Italia, Reino Unido y Francia.

Por el lado de la **demanda de gas en Europa**, la demanda de los sectores doméstico e industrial muestra síntomas de estancamiento, por lo que el crecimiento va a continuar dependiendo fundamentalmente de la demanda de gas para generación eléctrica en nuevas centrales de ciclo combinado, que representa aproximadamente dos tercios de la nueva generación eléctrica en Europa, con especial relevancia en el Reino Unido, Italia y España.



HECHOS RELEVANTES DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GNL. SEPTIEMBRE 2007

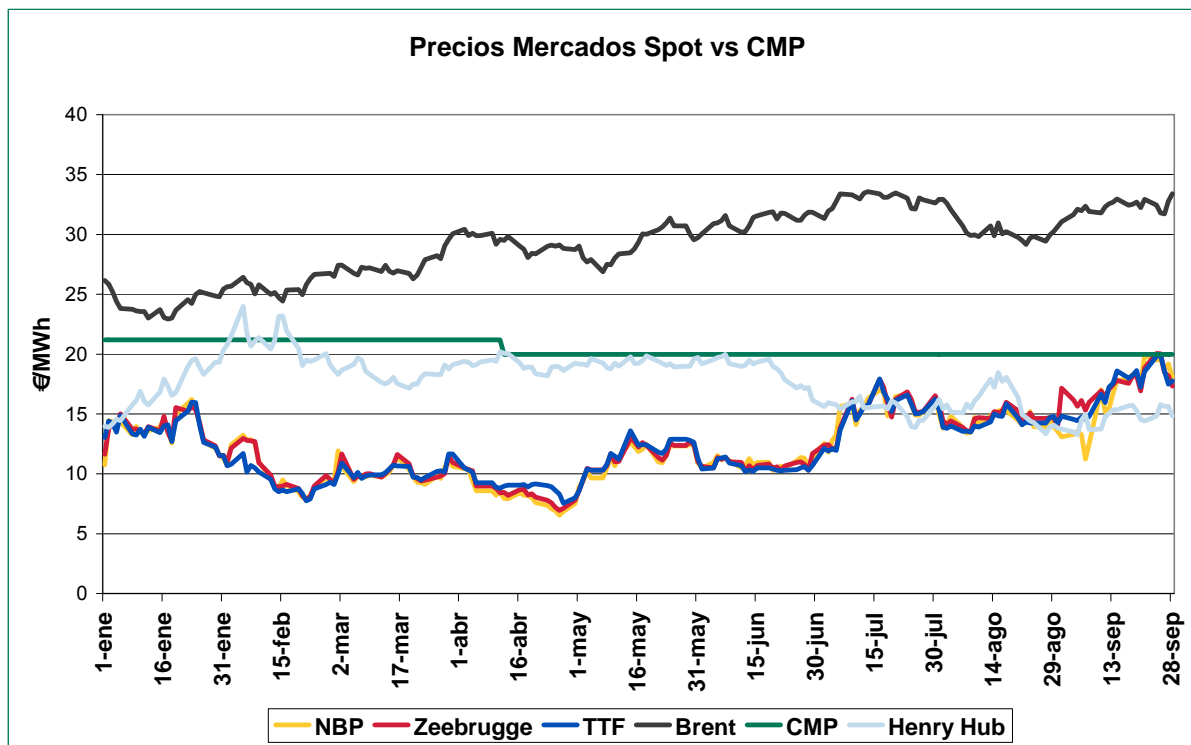
En Noruega, el 13 de septiembre, la empresa Statoil ha anunciado el comienzo de la producción de GNL en fase de pruebas en la planta de Snohvit, en el norte de Noruega, tras cinco años de construcción. El primer cargamento podría entregarse a finales de septiembre o principios de octubre, y está prevista su descarga en la planta de Bilbao.

Una restricción en el suministro de gas en el cuarto tren de licuación de Atlantic LNG en Trinidad ha provocado la pérdida de 4 cargamentos en el mes de septiembre. Además, en las plantas de Damietta (Egipto) y Arzew (Argelia) se ha reducido la producción de GNL.

En el mes de septiembre, la caída en la producción de Damietta ha afectado a varios cargamentos con destino a España, que se han tenido que sustituir por cargamentos contratados en el mercado spot de GNL, de acuerdo con lo indicado por la prensa especializada.

En octubre, las caídas en la producción de GNL se compensarán con la entrada en funcionamiento de Snohvit en Noruega, y la recuperación del cuarto tren de Trinidad.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS INTERNACIONALES DEL GAS



NBP (National Balancing Point): precio del gas en el mercado spot del Reino Unido

Zeebrugge: precio del gas en el mercado a corto plazo de Bélgica

TTF (Title Transfer Facility): precio del gas en el mercado spot de Holanda

CMP: Coste de la Materia Prima para el mercado a tarifa en España, en posición CIF

HH (Henry Hub): precio del gas en el mercado spot de Estados Unidos

Brent: cotización del crudo Brent

A efectos comparativos, todos los precios se muestran en €/kWh

Los mercados spot de gas del Reino Unido, Bélgica y Holanda, fuertemente interconectados, muestran una notable convergencia de precios.

Sin embargo, estos precios de mercado spot parecen tener poco impacto en el resto del continente (Francia, Alemania), donde los precios del gas se forman a partir de contratos a largo plazo con las compañías nacionales de los países productores (Gazprom, Sonatrach y Statoil), ligados a la evolución de los precios de una cesta de productos petrolíferos. Así ocurre también con la evolución del Coste de Materia Prima (CMP) en España, que es el índice utilizado en el cálculo de las tarifas de gas reguladas, y que se ha mantenido por encima del NBP y del HH durante todo el año 2007.

La evolución del petróleo en 2007 muestra una tendencia creciente, y la cotización media del Brent se situó en 57,78 \$/barril en el primer trimestre, 68,78 \$/barril en el segundo, y 74,74 \$/barril en el tercero, llegando a superar los 80 \$/barril. En la fórmula que rige la evolución del CMP en España, la revalorización del euro frente al dólar compensa los incrementos en el precio del crudo.



Debido a su capacidad para absorber gas, el mercado estadounidense se comporta como comprador de último recurso de los excedentes de GNL en la cuenca atlántica, y el Henry Hub actúa fijando un suelo a los precios del GNL.

Los niveles de existencias de gas en Estados Unidos están en cifras record, y la US Natural Gas Supply Association no espera que existan presiones en los precios del gas en el próximo invierno, con una tendencia al alza de la producción propia, y una disminución de las importaciones de gas.

El crecimiento de la demanda de gas para generación eléctrica en los mercados asiáticos (India, China y Japón) y los mayores precios del gas en el mercado asiático están provocando un aumento en las oportunidades de arbitraje, lo que se recoge en un incremento en los cargamentos de GNL dirigidos al mercado asiático en el año 2007, en detrimento de la cuenca atlántica.

Las importaciones de GNL por parte del Reino Unido se han reducido en un 60 % en lo que va de 2007, por los bajos precios del mercado NBP en comparación con el HH, situación que parece invertirse en el mes de septiembre, posiblemente como consecuencia de la parada por mantenimiento de la terminal de entrega de Theddlethorpe en la costa este de Inglaterra y la reposición de existencias con vistas al comienzo del invierno.



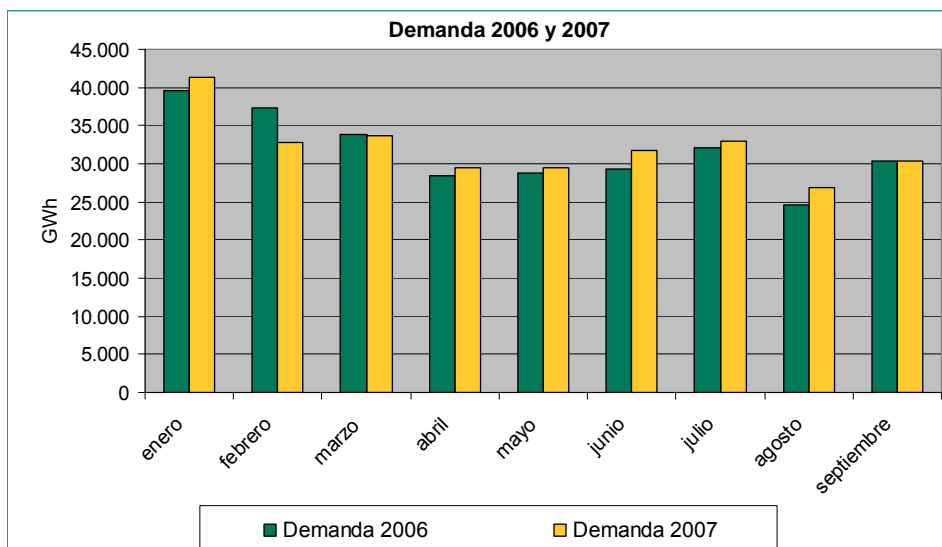
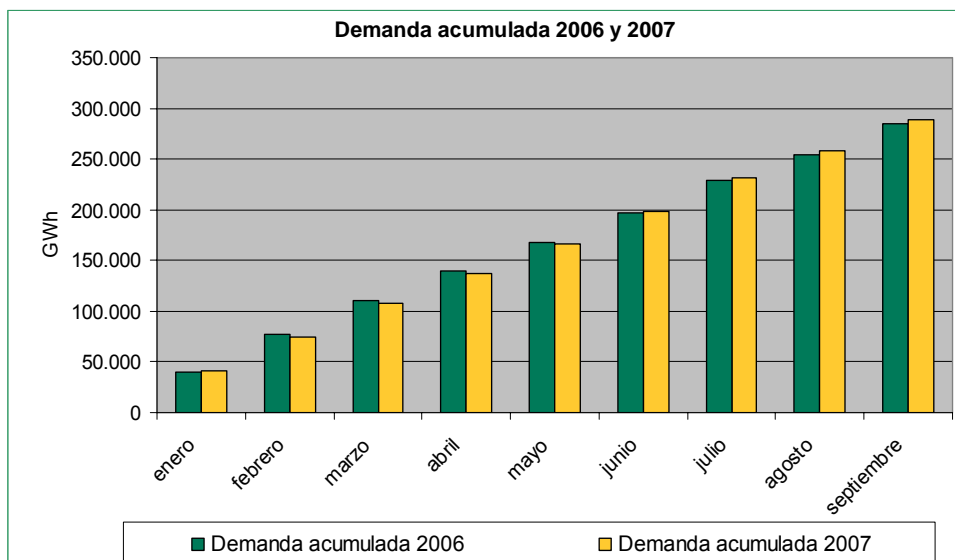
Comisión
Nacional
de Energía

SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Septiembre 2007

SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

DEMANDA DE GAS. AÑO 2007



Evolución de la demanda de gas en España. Año 2007

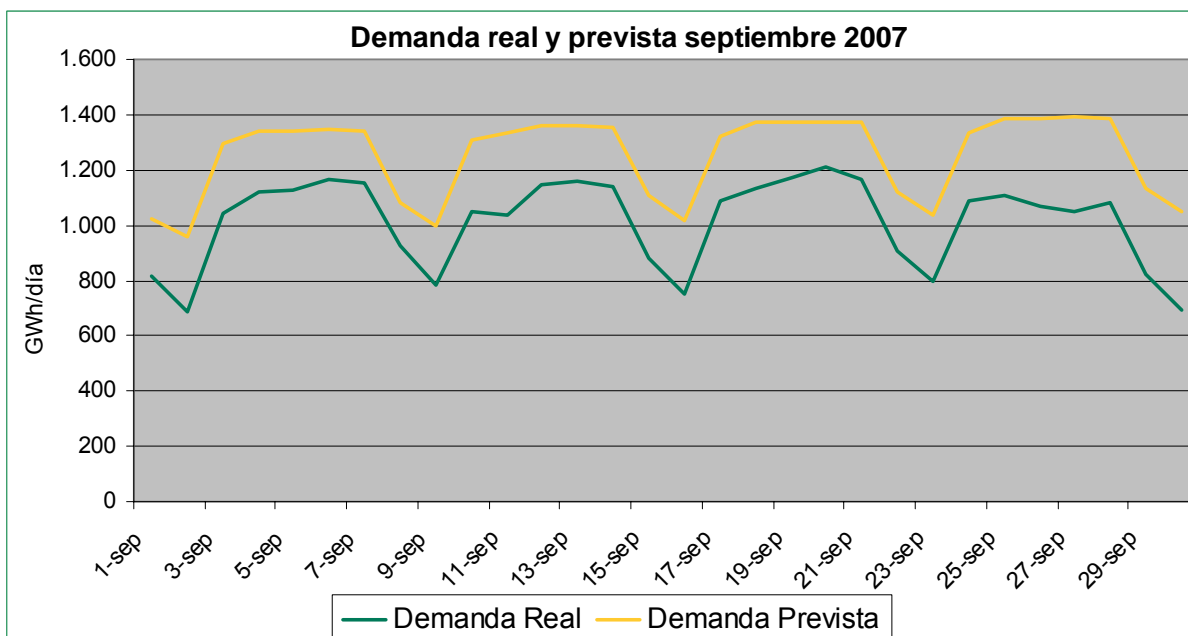
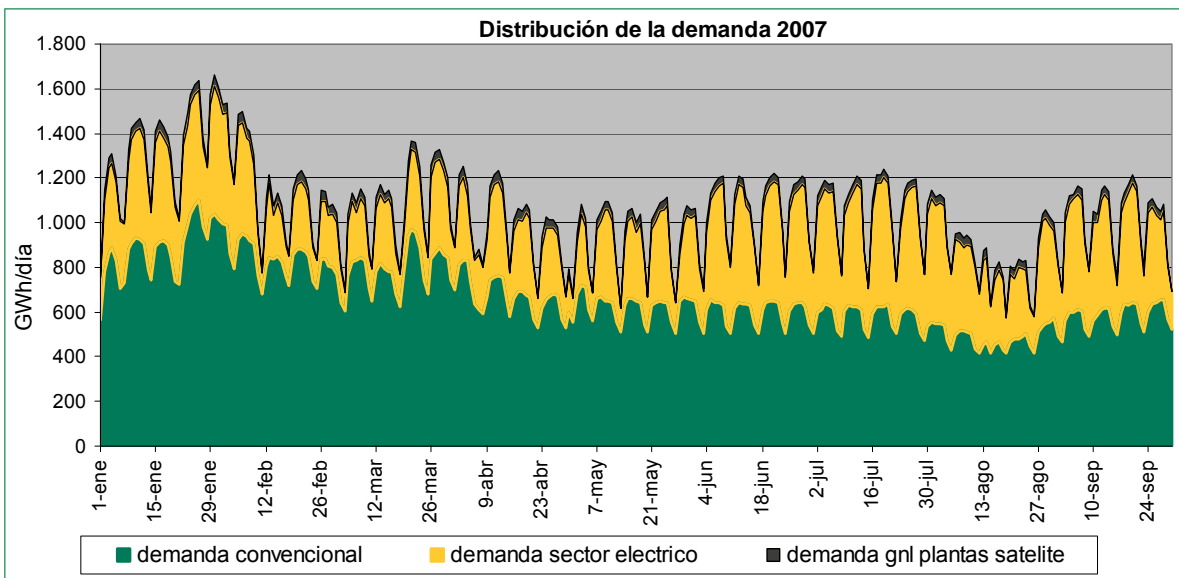
La demanda total del sistema gasista hasta el 30 de septiembre de 2007 ascendió a 289.065,75 GWh, un 1,73 % superior a la del año 2006 (+4.905 GWh), pero por debajo de las previsiones de crecimiento elaboradas a comienzos del año.

Los años 2006 y 2007 se caracterizan por la tendencia a la desaceleración en el crecimiento de la demanda de gas en España que se venía produciendo en los últimos años.

En el año 2006 se registró un consumo anual de gas natural de 391.435 GWh con una tasa de crecimiento del 4% respecto al año anterior.

Hay que recordar que el crecimiento de la demanda de gas en el año 2005 superó el 18% respecto al año 2004, alcanzando la tasa de crecimiento más alta de los últimos años.

DEMANDA DE GAS

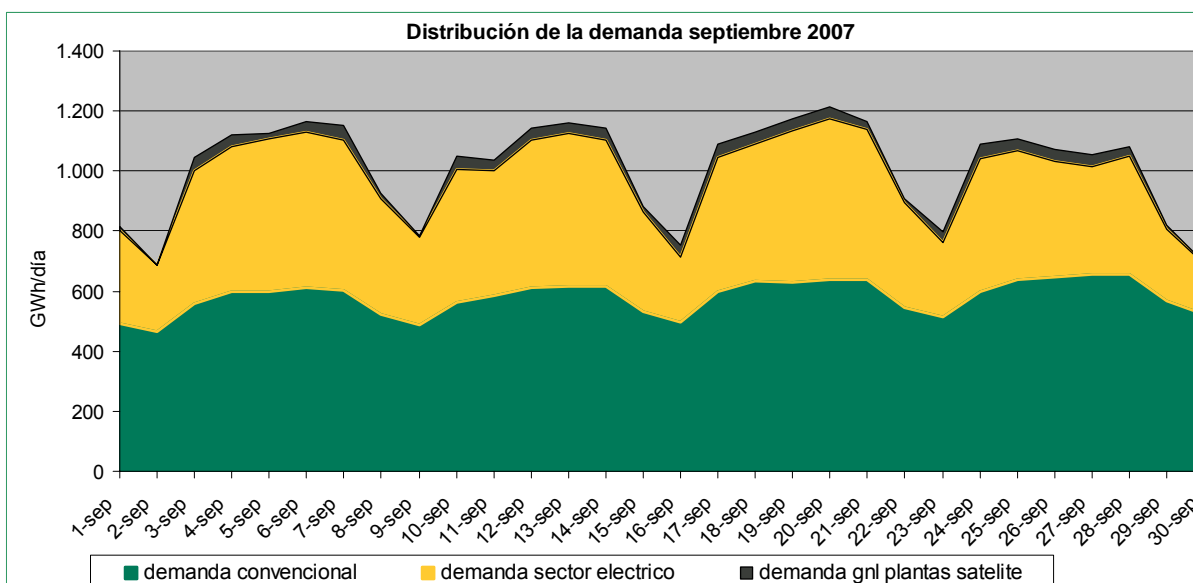
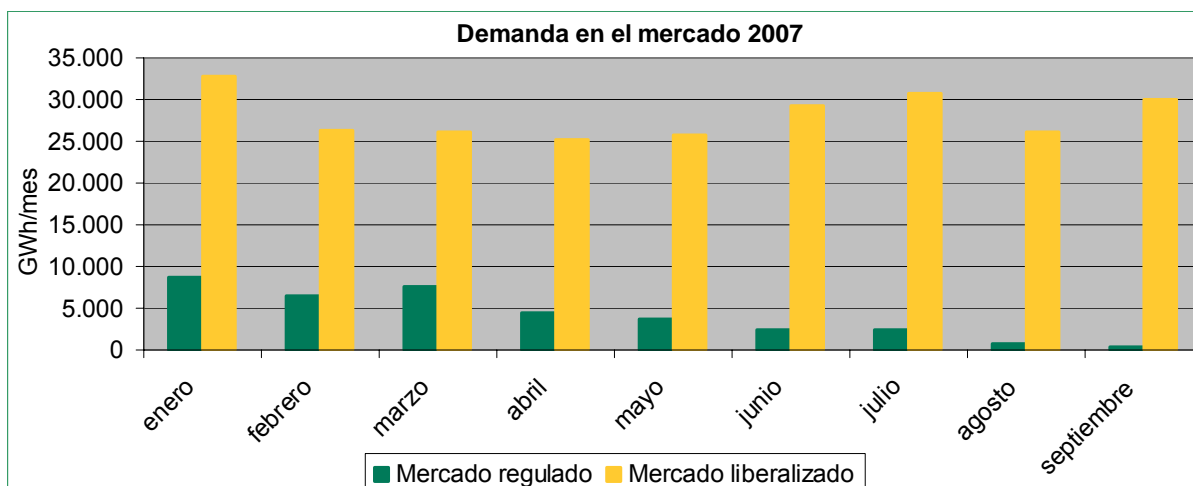


Evolución de la demanda de gas en septiembre 2007

En septiembre, el mercado gasista nacional presenta un crecimiento de un +0,17% respecto al mismo período del pasado año.

La demanda real en septiembre 2007 fue un 19% inferior a la prevista por ENAGAS para dicho mes.

DEMANDA DE GAS POR MERCADOS



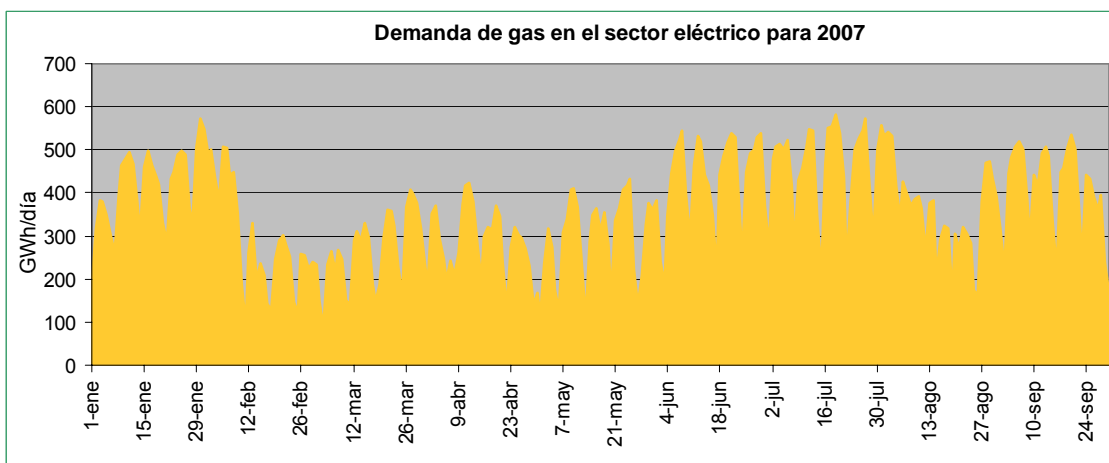
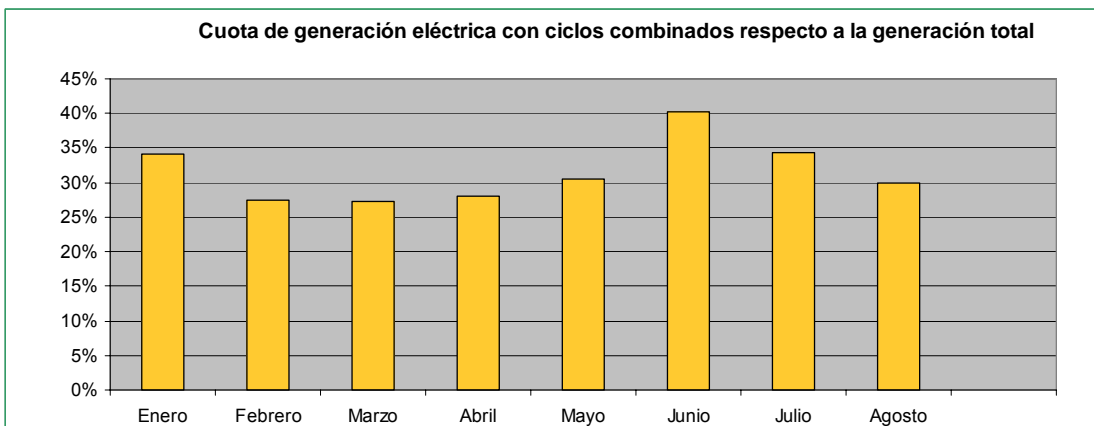
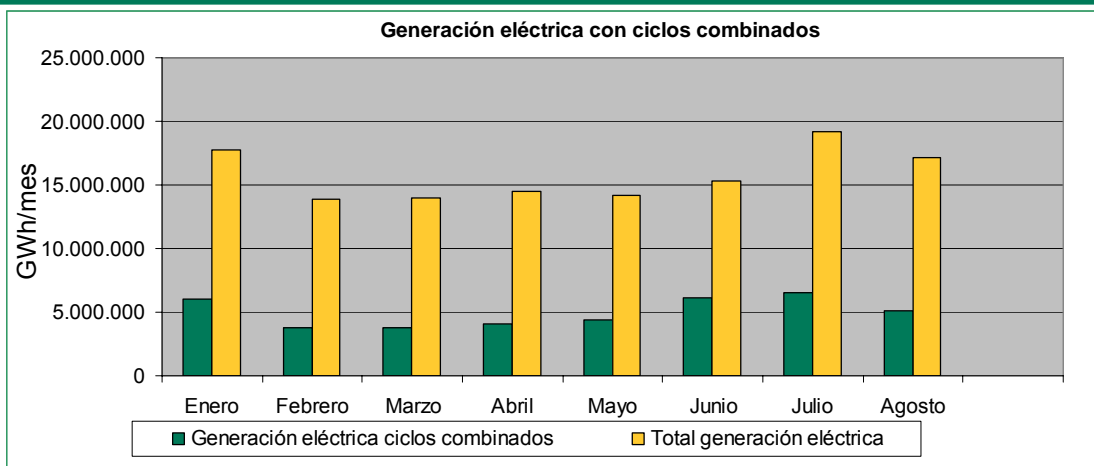
Evolución de la demanda de gas por mercados

La demanda del mercado liberalizado alcanza los 30.026 GWh en septiembre, lo que supone el 99% del consumo mensual.

La demanda del mercado regulado durante el mes de septiembre (351 GWh) se reduce un 57% respecto al consumo a tarifa registrado el mes anterior, disminuyendo también su peso en la demanda total. El mercado regulado representa en septiembre únicamente el 1% del mercado total en términos de volumen de gas. Esto se debe al proceso de desaparición de las tarifas reguladas para grandes y medianos clientes (en julio desaparecen las tarifas del grupo 2). Sólo persisten las tarifas reguladas del grupo 3, para el mercado doméstico, caracterizado por su comportamiento estacional (consumo muy bajo en verano y alto en invierno).

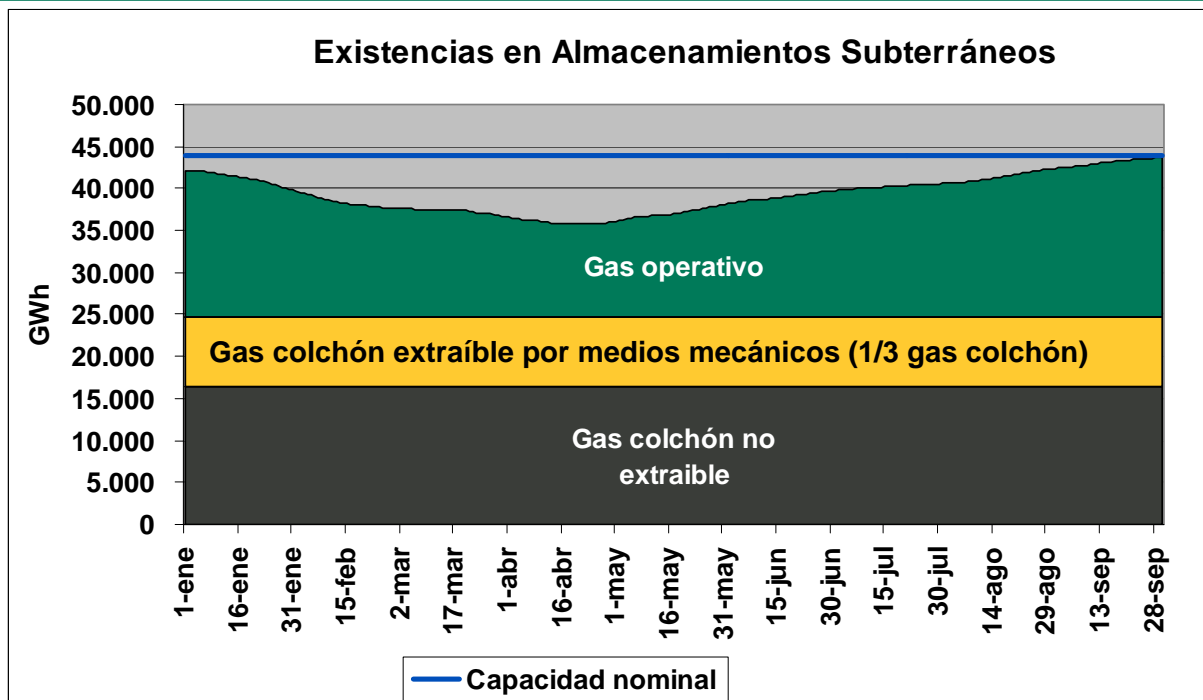
En septiembre de 2007 se alcanzó una potencia instalada de 19.000 MWh en ciclos combinados de gas (incluyendo 4 grupos en fase de pruebas). La demanda total para generación eléctrica supuso en septiembre 12.037 GWh, representando el 40% de la demanda total de gas.

DEMANDA DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

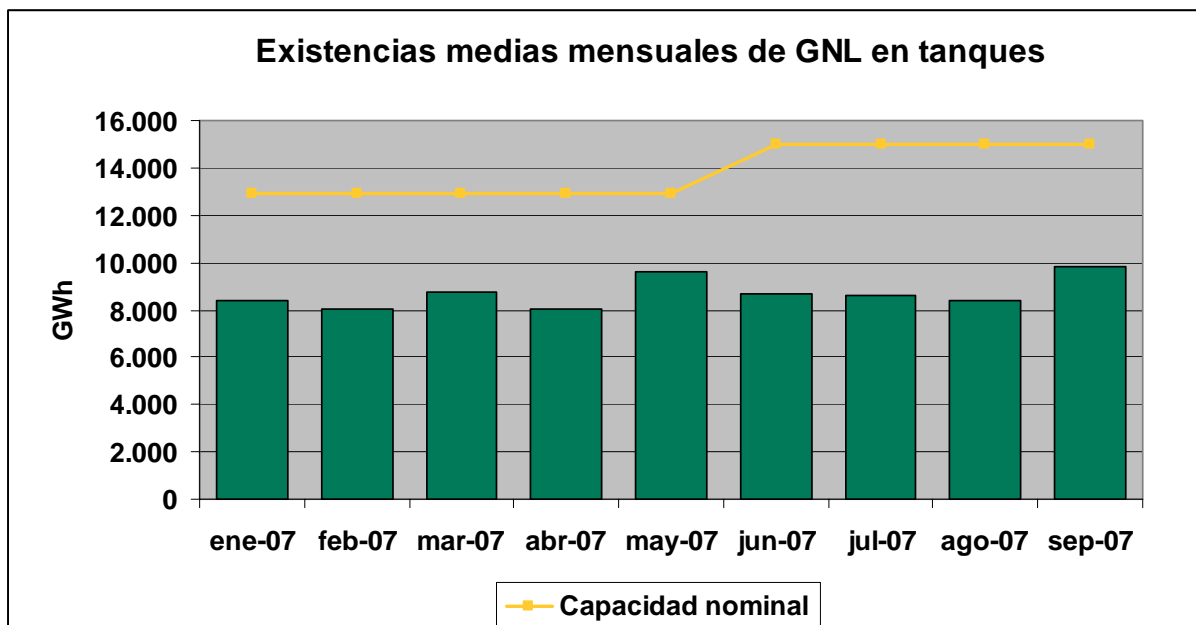


La cuota de generación de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español se sitúa en 2007 en torno al 30%, alcanzando el valor máximo del 40% en el mes de junio. En junio y julio se produce un consumo de gas para generación eléctrica notablemente superior a los meses anteriores. Las previsiones de ENAGAS para el cierre del ejercicio de 2007 prevén una demanda de gas para generación eléctrica de 130,7 GWh, frente a los 158,6 GWh previstos a principio de año.

NIVELES DE EXISTENCIAS DE GAS



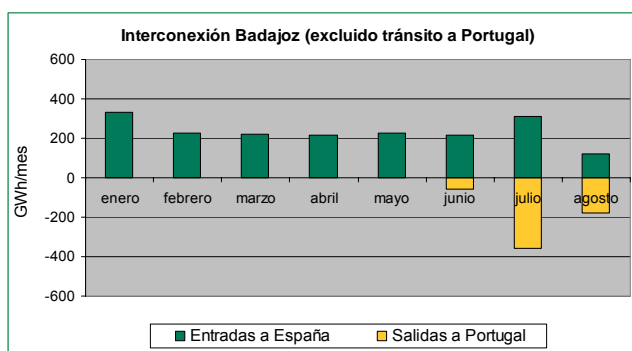
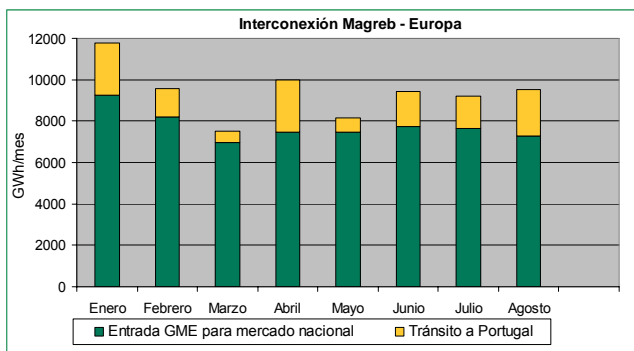
El 24 de abril, comienza el ciclo de inyección de gas en almacenamientos subterráneos. A 30 de septiembre, las existencias de gas en almacenamientos subterráneos se encuentran ya muy próximas a su llenado total, con vistas a la próxima campaña invernal.



Las existencias medias mensuales de GNL en tanques se mantienen bastante constantes a lo largo del año, con un 62% de grado de llenado. A 30 de septiembre, las existencias de GNL en tanques alcanza el 65% de la capacidad nominal total de las plantas.

FUNCIONAMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES Y TRÁNSITO INTERNACIONAL

Conexiones con el Magreb y Portugal

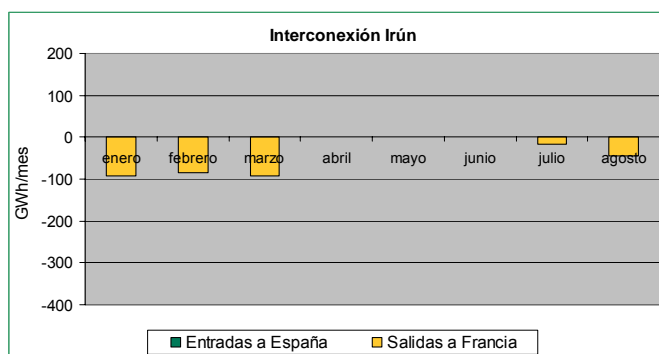
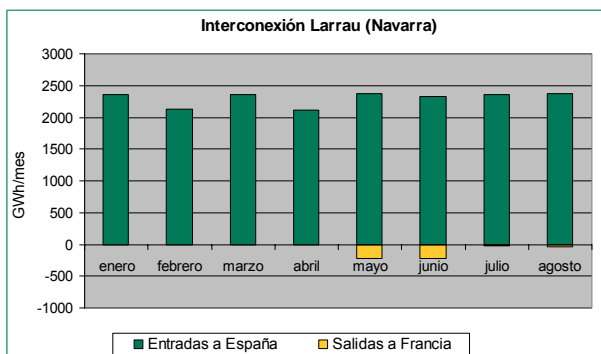


Desde enero hasta agosto de 2007 las entradas de gas argelino por Tarifa para el mercado nacional son de 62.027 GWh, lo que supone un descenso del 9,6% respecto al mismo periodo del año anterior.

El tránsito de gas argelino hacia Portugal desde enero hasta agosto de 2007 es de 12.738 GWh, viéndose reducido en un 25,7% respecto al mismo periodo del año anterior.

Por otra parte, excluyendo el tránsito a Portugal, se observa que en la interconexión de Badajoz existen transacciones en ambos sentidos. En 2007 no hay flujo a través de la conexión de Tui.

Conexiones con Francia



El saldo neto de la interconexión de Larrau es de importación. Desde enero hasta agosto de 2007 las entradas a España de gas natural por la interconexión de Larrau ascienden a 17.894 GWh, lo que supone un 43,3% más respecto al mismo periodo del año anterior. En los meses de mayo y junio también existen transacciones de exportación hacia Francia.

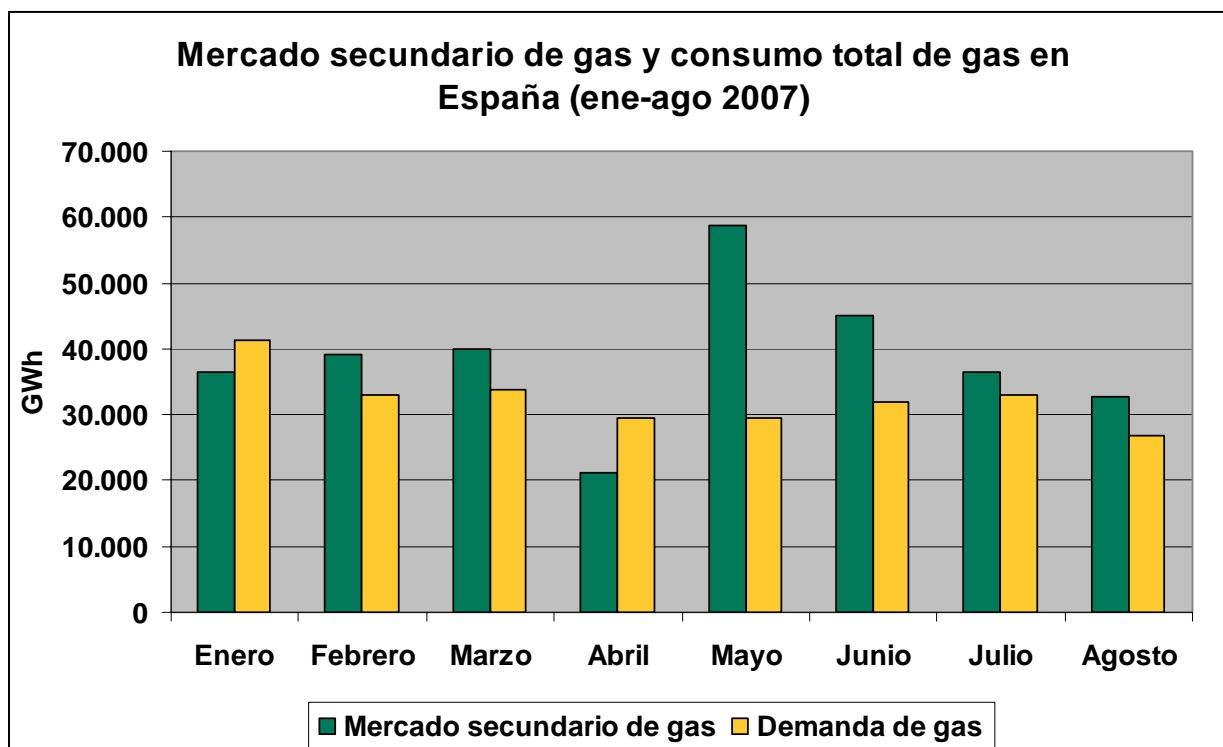
La interconexión de Irún solo ha funcionado exportando gas a Francia. Desde enero hasta agosto de 2007 las salidas a Francia de gas natural por la interconexión de Irún son de 332 GWh, lo que supone un 15,3% más respecto al mismo periodo del año anterior.

MERCADO SECUNDARIO DE GAS

El volumen de gas intercambiado por los comercializadores en el mercado diario OTC en el sistema gasista español ha experimentado un incremento muy significativo, y sirve de reflejo a la evolución positiva del modelo de liberalización.

- A través de la plataforma informática desarrollada por ENAGAS, los comercializadores pueden intercambiar el gas introducido en el sistema gasista español, mediante acuerdos bilaterales entre comercializadores.
- Los principales puntos de compra – venta de gas son las plantas de regasificación y el punto de balance de la red de transporte.
- El volumen de gas intercambiado en este mercado ya supera al consumo de gas, lo que sitúa al mercado OTC español entre los más activos de Europa.

El número de comercializadores activos en el mercado es de 17.



La cantidad total de energía intercambiada de enero a agosto de 2007 asciende a 310.128 GWh, un 89% más que la energía intercambiada durante el mismo periodo en el año 2006 (164.358 GWh).

En relación con la demanda, la cantidad total de energía intercambiada de enero a agosto de 2007 supone un 120% de la demanda total de gas en el mismo periodo.

TARIFAS DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

El proceso de liberalización del gas natural supone la progresiva desaparición del sistema de tarifas reguladas del suministro de gas natural, proceso que comenzó en 2006, con la desaparición de las tarifas del grupo 1 (para consumidores conectados a gasoductos de más de 60 bares), así como las tarifas 2.5 y 2.6.

Este proceso ha continuado en 2007, ya que a partir del 1 de julio se han suprimido el resto de tarifas reguladas de los grupos 2 y 2bis (para consumidores conectados a gasoductos entre 4 y 60 bares).

Por lo tanto, a partir del 1 de julio de 2007 las únicas tarifas reguladas de gas natural son las correspondientes al grupo 3, correspondientes a las redes de distribución en media y baja presión, además de la tarifa regulada para materia prima.

Tarifas del Grupo 3: Consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar.

GRUPO 3	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	€/kWh
3.1: $Q \leq 5.000$	2,44	0,048099
3.2: $5.000 < Q \leq 50.000$	5,46	0,040857
3.3: $50.000 < Q \leq 100.000$	42,31	0,032012
3.4: $100.000 < Q$	63,13	0,029515

Tarifas aprobadas por la Resolución de 9 de abril de 2007

El coste unitario de la materia prima (**CMP**), definido como el coste medio de adquisición del gas natural para el mercado a tarifa en posición CIF es de **0,019970 €/kWh**, según la Resolución de 9 de abril de 2007.

El **precio de cesión** de las empresas transportistas a las empresas distribuidoras es de **0,020462 €/kWh**, según la resolución de 9 de abril de 2007 (el precio de cesión incluye el CMP, los costes de gestión de compraventa de gas de los transportistas y el coste medio de regasificación del gas licuado que corresponda).

La Resolución de 28 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hacen públicas los nuevos **precios de venta de gas natural para uso como materia prima** fija el precio de la venta del mismo en **0,018085 €/kWh** (esta tarifa es inferior al precio de compra de gas por las distribuidoras, aunque solo aplica a tres consumidores en España).

Por otra parte, el precio del gas natural resultante de la primera subasta para el gas para llenado y autoconsumos de los transportistas fue de **0,020755 €/kWh** para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2008. Este precio incluye el coste del gas mas los correspondientes peajes de acceso, con excepción del término de conducción del peaje de transporte y distribución, de los que está exento.

HECHOS RELEVANTES EL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA EN 2007

- En marzo de 2007, el Ministro de Energía Argelino, Chakib Jelil, anunció en la radio nacional de su país su intención de subir los precios del gas natural a España en una cantidad equivalente a un dólar por cada 27 m³ de gas, lo que supone una subida del 20%, según estimaciones no oficiales. Argelia exporta a España 13 bcm de gas, lo que supone un 33 % del consumo nacional.

Gas natural mantiene contratos con Argelia fechados hasta 2020, pero estos prevén cláusulas periódicas de revisión "reopenings" que se encuentran en un periodo de negociación pudiendo suponer un sobrecoste de 409 millones de euros.

Todavía no se sabe cuál será el impacto que tendrá en la tarifa el aumento del precio del gas que Argelia exporta a España, ya que es un aspecto que está en negociación.

- El 11 de mayo de 2007 la planta de regasificación de Mugardos (Reganosa) recibe el primer metanero. Con esta planta son 6 las plantas de regasificación del sistema gasista español.
- Primera Subasta de gas para autoconsumos

El 29 de mayo de 2007 se celebró la primera subasta destinada a la adquisición, por parte de las empresas transportistas, del gas natural necesario para sus autoconsumos (aproximadamente 1100 GWh) y para cubrir el llenado mínimo de sus instalaciones (unos 430 GWh) para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de junio de 2008.

A la subasta se presentaron 4 ofertas, resultando Cepsa Gas Comercializadora S.A. como adjudicataria del suministro.

El precio del gas natural resultante de la subasta fue de 0,020755 €/kWh, precio que incluye el coste del gas mas los correspondientes peajes de acceso, con excepción del término de conducción del peaje de transporte y distribución, de los que está exento.

- El 1 de julio de 2007 se suprimieron todas las tarifas reguladas de los grupos 2 y 2bis (para consumidores conectados a gasoductos entre 4 y 60 bares).
- Aprobación de la Ley 12/2007

El 2 de julio de 2007 se aprobó la Ley 12/2007, por la que se modifica la Ley de Hidrocarburos, para adaptarla a lo dispuesto en la segunda directiva europea sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. La Ley contempla la eliminación de las tarifas reguladas de gas en el año 2008, y la creación de una tarifa de gas de último recurso a partir de 2008, aplicable a los Suministros a presiones ≤ 4 bar, y con un calendario de desaparición progresiva para los consumos mayores de 1 GWh hasta el año 2010.

- El 31 de julio de 2007 se publicó el Real Decreto 1068/2007, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, y en el que se designan a cinco comercializadores como comercializadores de último recurso.
- El 31 de julio de 2007 se publicó la Orden ITC/2309/2007 por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de gas natural.



- En septiembre de 2007, la compañía estatal argelina Sonatrach decidió rescindir el contrato suscrito con Repsol YPF y Gas Natural para desarrollar el gran proyecto integrado de gas natural de Gassi Touil que las dos empresas españolas se adjudicaron en 2004 en un concurso internacional valorado, inicialmente, en 1.600 millones de euros pero que en la actualidad se sitúa la cifra entorno a 2.570 millones de euros. Al tratarse de un proyecto integrado, el proyecto comprendía tanto a las fases de explotación y producción de gas natural como a la licuefacción y comercialización.
- El 29 de septiembre se publica la Orden ITC/2795/2007 por la que se modifica la fórmula de cálculo de la tarifa de gas natural para su uso como materia prima, definiendo una senda de subida progresiva a precios de mercado.