



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas

INFORME MENSUAL DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Julio 2009



INDICE

0. HECHOS RELEVANTES

1. SUPERVISIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS

- Hechos relevantes del mercado internacional de gas
- 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



Evolución del mercado de gas en julio de 2009. Disminución de la demanda en España

En julio los niveles de consumo son menores que los del año anterior en un 6,5%, situándose el consumo en 34,7 TWh, principalmente como consecuencia del menor consumo industrial y, en menor medida, de la menor generación eléctrica respecto a 2008. La demanda convencional disminuye un 10,42% (hasta los 15,8 TWh), la demanda para el sector eléctrico decrece solo un 3% (hasta los 17,9 TWh), mientras que la demanda para plantas satélite aumenta un 1,2% respecto al mismo periodo del año anterior (hasta los 936 GWh).

La última previsión de demanda realizada por el Gestor Técnico del Sistema estima cerrar el año 2009 con una demanda nacional de 397.817 MWh en el escenario base, con un descenso del 11 % sobre 2008.

La Unión Europea aprueba el tercer paquete energético.

El tercer paquete energético, que fue aprobado el 13 de julio de 2009, pretende lograr un mercado europeo de gas y electricidad plenamente eficiente y competitivo, que no plantee obstáculos a la entrada de nuevos competidores en el mercado o en el acceso a las redes, y al mismo tiempo, garantice la protección de los clientes y la seguridad de suministro. La nueva reglamentación comprende dos Directivas (Directiva 2009/72/CE, Directiva 2009/73/CE) y tres reglamentos (Reglamento (CE) nº 713/2009, Reglamento (CE) nº 714/2009 y Reglamento (CE) nº 714/2009).

Las principales novedades introducidas son:

- Separación operacional de activos. Los Estados miembros tendrán que garantizar la separación efectiva, aunque no necesariamente la propiedad, de la producción y el transporte de energía. Los Estados miembros podrán escoger entre tres modelos diferentes que permitirán separar el transporte y la generación tanto del gas como de la electricidad: la separación de la propiedad, el "gestor de red independiente" (ISO) y el "gestor de transporte independiente" (ITO).
- Creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía. Entre otras funciones, la Agencia debe efectuar el seguimiento de la cooperación regional entre los gestores de redes, y la ejecución de las tareas de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad («REGRT de Electricidad») y de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas («REGRT de Gas»).
- Se refuerza la independencia de los organismos reguladores nacionales, a los que se asignan nuevas funciones de regulación y supervisión.
- Se refuerza la protección de los consumidores, en particular los más vulnerables, de forma que puedan elegir suministrador con total libertad y sin costes. Se establece un plazo máximo de tres semanas para el cambio de suministrador, sin ningún tipo de gastos, se fijan criterios para acceder a la información y los procedimientos de reclamaciones.
- Se refuerza la regulación de las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas y el comercio transfronterizo de electricidad, de acuerdo con las necesidades para el buen funcionamiento del mercado interior de la energía.



Iberdrola vende sus participaciones en las plantas de regasificación de Bilbao y Sagunto a RREEF Infraestructure.

El 1 de julio, Iberdrola anunció la venta de la participación del 25% que poseía en la planta de regasificación Bahía de Bizkaia Gas (BBG) y del 30% en la planta regasificadora de Sagunto (Saggas), por 200 millones de euros, a RREEF Infraestructure, integrado en el grupo Deutsche Bank.

Gas Natural vende las redes de distribución de Cantabria y Murcia a Naturgas.

El pasado 20 de julio, Gas Natural anunció un acuerdo con Naturgas para la venta a Naturgas, del grupo portugués EDP, de sus redes de distribución de gas en Cantabria y Murcia, así como sus redes de distribución de alta presión en Cantabria, la Comunidad Autónoma del País Vasco y el Principado de Asturias.

Esta venta supone el traspaso de 248.000 puntos de conexión, 209.900 clientes de gas y 4.000 clientes de energía eléctrica. El importe de la venta asciende a €330 millones libre de deuda, lo que implica un múltiplo de 13,2 veces el EBITDA 2008. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades regulatorias y de competencia esperando su cumplimiento a finales de 2009.

IPIC adquiere el 37,5 % de CEPSA

Con fecha 30 de julio de 2009, la sociedad International Petroleum Investment Company (IPIC), de Abu Dhabi, ha completado la adquisición del 32,527 % de las acciones de CEPSA al Grupo Santander, y del 5,0 % de CEPSA de Unión Fenosa. El total de acciones adquiridas es del 37,527 % de CEPSA, a un precio de 3313 millones de euros, y permiten a IPIC alcanzar un total del 47,062 % del capital social y los derechos de voto de CEPSA. El otro accionista principal en CEPSA es el grupo TOTAL, que controla un 48,834 % de la sociedad.

CEPSA está presente en el mercado de comercialización de gas español a través de Cepsa Gas Comercializadora, participada conjuntamente por CEPSA y SONATRACH.



Comisión
Nacional
de Energía

SUPERVISIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS



HECHOS RELEVANTES DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS. JULIO 2009

Inaugurada la planta de licuación de Tangguh, en Indonesia.

El tren 1 de la planta de licuación de Tangguh, en Indonesia, comenzó su producción a mitad de junio de 2009, y completó el primer cargamento de GNL en el mes de julio, con destino a la planta de regasificación de Gwangyang, en Corea del Sur. El segundo tren, también de 3,8 millones de toneladas/año está previsto para finales 2009. La planta de Tangguh, operada por BP, es la tercera planta de licuación de Indonesia, además de las de Bontang y Arun. Indonesia es el principal proveedor de GNL en la cuenca del pacífico.

Cuarta terminal regasificadora (Dragon LNG) en operación en el Reino Unido.

La terminal de Dragon LNG, en Gales, Reino Unido, recibió su primer cargamento de GNL el 14 de julio. Esta es la segunda terminal receptora de GNL en Gales (Milford Haven), y la cuarta en operación en el Reino Unido. Los accionistas de Dragon LNG son BG (50%), Petronas (30%), y 4Gas (20%). BG y Petronas comparten el 50 % de la capacidad de la terminal, 6 bcm por año, en los próximos 20 años

El 13 de julio quedo firmado el acuerdo inter-gubernamental para el desarrollo del gaseoducto de Nabucco.

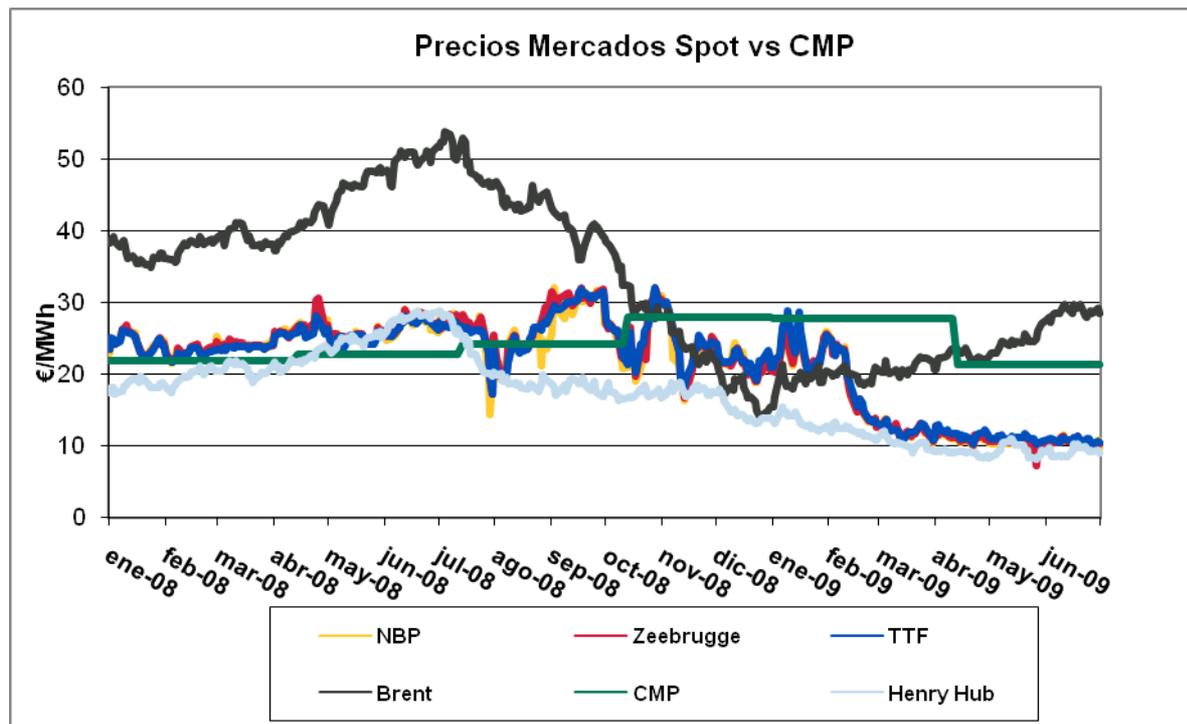
Está previsto que empiece a funcionar en 2014 suponiendo una alternativa al gas ruso, transportando 31 mil millones de metros cúbicos de gas natural al año desde el Caspio y Medio Oriente a través de sus 3.300 kilómetros y con un costo estimado de 7900 millones de euros. Uno de los principales proveedores podría ser Turkmenistán, que dispone de unas reservas de más de 24,6 billones de metros cúbicos.

Nabucco es un consorcio de las energéticas OMV (de Austria), MOL (Hungría), Transgaz (Rumania), Bulgargaz (Bulgaria), Botas (Turquía) y RWE (Alemania).

La Comisión Europea multa a E.ON y GDF con 1.106 millones por repartirse el mercado de gas hasta 2005.

Estas son las primeras multas que impone la Comisión Europea por una infracción antimonopolio en el sector de la energía. Las prácticas de reparto de mercado se remontan a 1975, cuando ambas empresas acordaron construir un gasoducto para transportar el gas de los yacimientos siberianos a través de Alemania y pactaron que ni E.ON (entonces Ruhrgas) vendería gas en Francia ni Gaz de France lo haría en Alemania. En 1998, la Comisión Europea aprobó una directiva para incentivar la competencia entre los suministradores de energía, en la que prohibía expresamente este tipo de prácticas, a pesar de lo cual el pacto entre las energéticas continuó hasta septiembre 2005. Ambas energéticas han anunciado que recurrirán la sanción.

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 €/MWh

En Estados Unidos, el precio del gas natural cotizado en el Henry Hub se mantiene por debajo de los 10 €/MWh en el mes de julio (3,3 \$/MMBtu), cerca de un 10 % menos que el mes anterior. Hasta el mes de abril, el consumo de gas ha disminuido un 4 %. Además, las reservas de gas en julio se encuentran un 18% por encima de la media del mes. Sin embargo, los futuros de gas de diciembre de 2009 en el mercado NYMEX cotizan a 5,5 \$/MMBtu.

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 son sólo una referencia 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 de la estimación del Coste de Materia Prima (CMP) en España, utilizado en el cálculo de la tarifa de último recurso.



A partir de febrero, la convergencia de precios entre los principales mercados europeos y el Henry-Hub americano es elevada y ambos precios descienden a la par, si bien los precios del NBP en el Reino Unido se sitúan ligeramente por encima de los precios del Henry Hub. Los precios del NBP han promediado en torno a los 10 €/MWh en julio en el NBP del Reino Unido.

La entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación en el Reino Unido hace que las importaciones de GNL en el Reino Unido se hayan multiplicado por diez en lo que va de año, y suponen actualmente un 10 % de las importaciones de GNL de Europa.

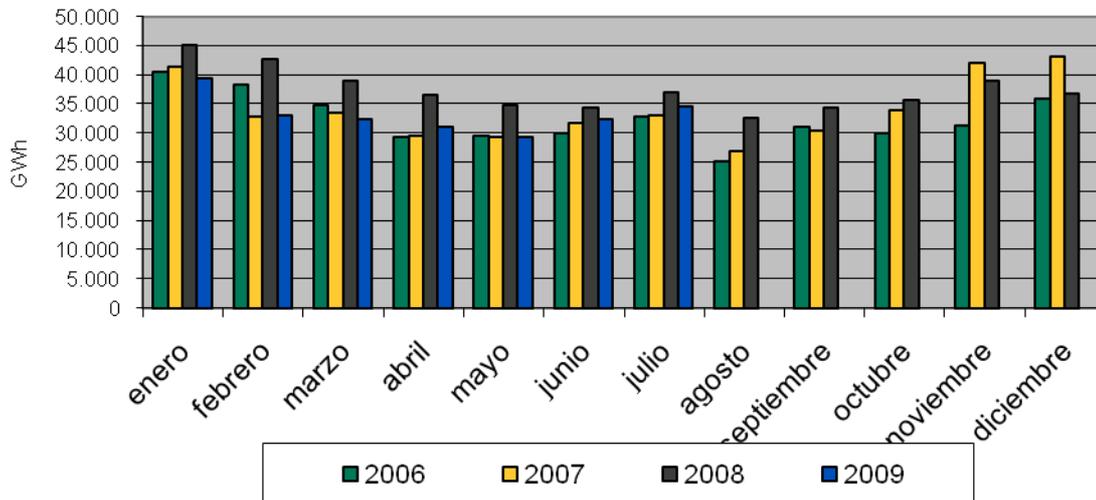
El petróleo había iniciado una tendencia descendente desde julio de 2008, originada por la crisis económica, alcanzando una cotización media mínima de 40 \$/barril en diciembre. En el mes de enero se rompió la tendencia bajista de la cotización del crudo, y comenzó a subir hasta situarse a finales de junio en 68 \$/barril, un incremento del 70% durante el primer semestre de 2009.



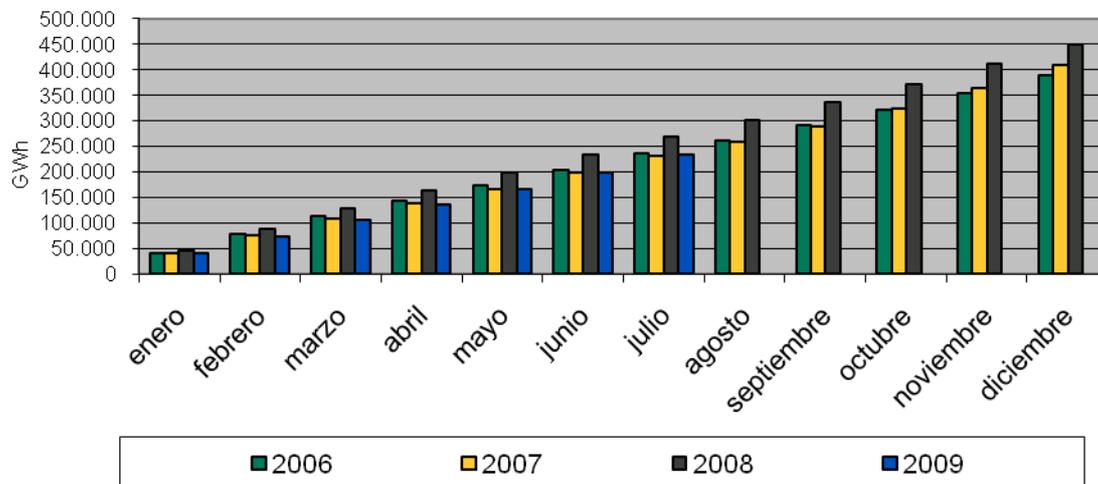
Comisión
Nacional
de Energía

SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

Demanda mensual



Demanda anual acumulada

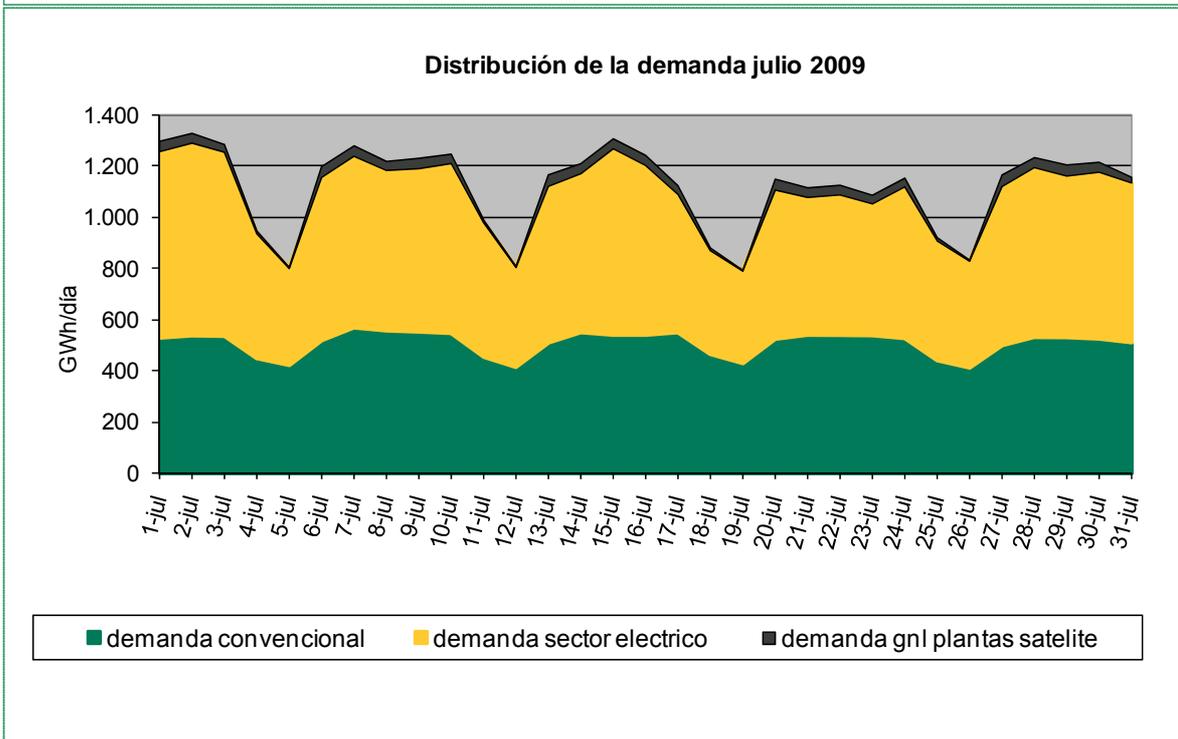
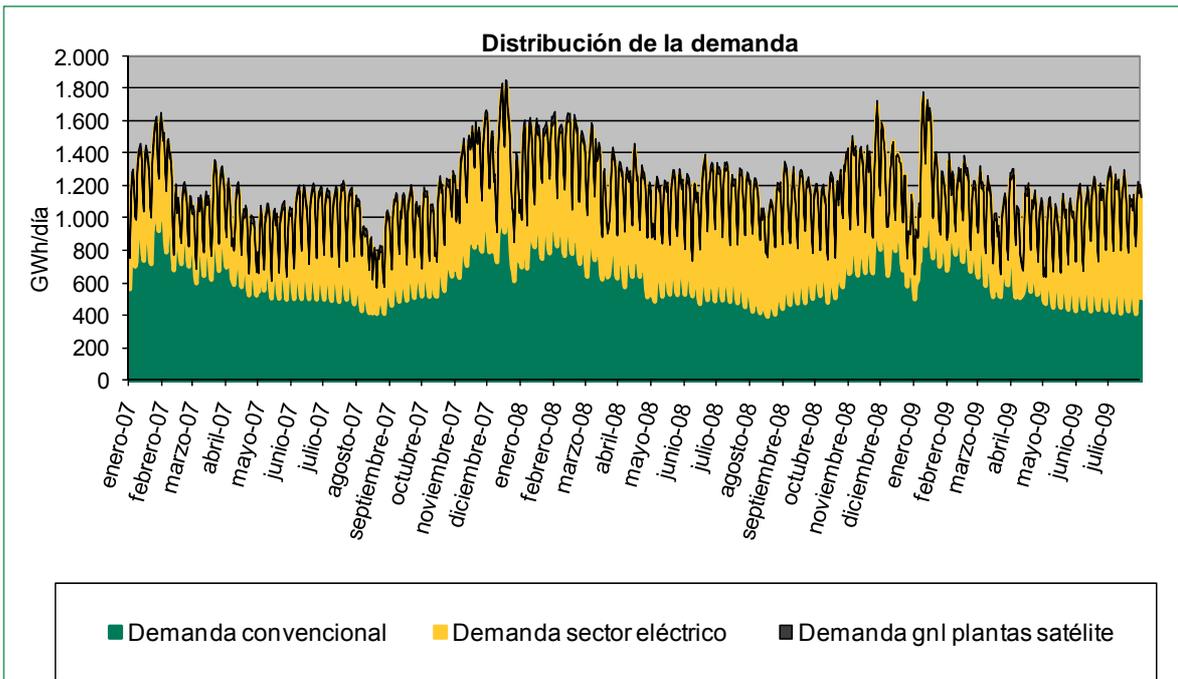


Evolución de la demanda de gas en España. Julio 2009

La demanda de gas en julio de 2009 disminuye un 6,5% respecto al mismo mes del año anterior, situándose en 34,7 TWh, consecuencia de la disminución de las entregas para generación eléctrica y en especial del menor consumo industrial. Los factores que provocan o aminoran esta disminución son los siguientes:

- La disminución de la demanda de energía eléctrica (-3%).
- Disminución de demanda convencional (-10,4%)
- Descenso de la generación hidráulica
- Mayor generación renovable.
- Descenso de la generación nuclear

DEMANDA DE GAS





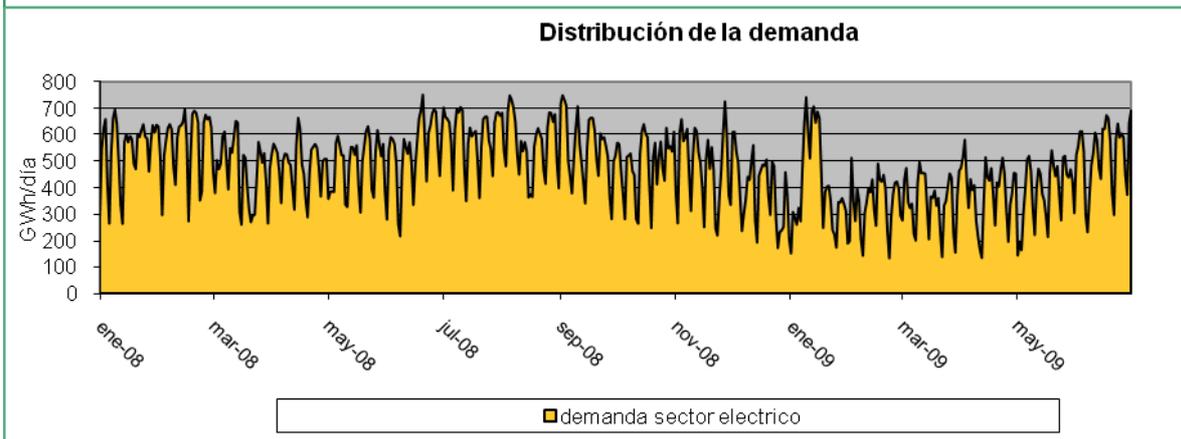
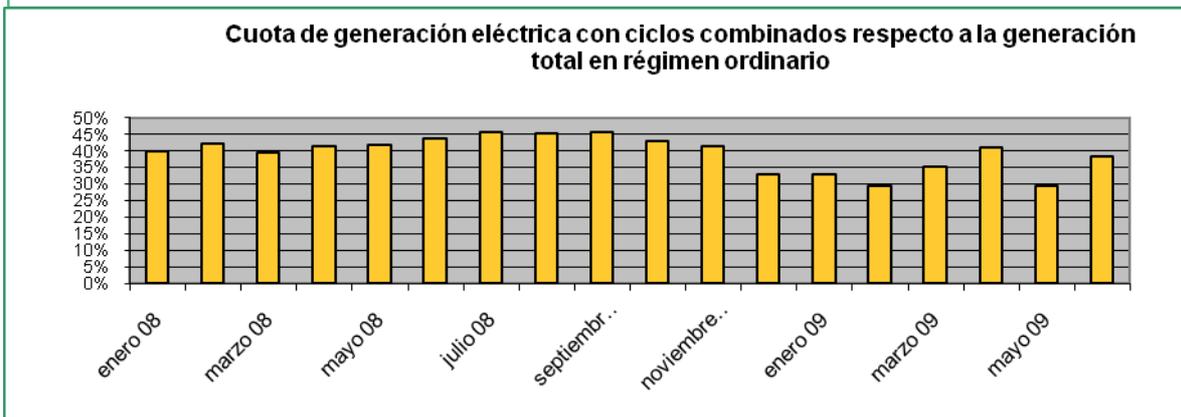
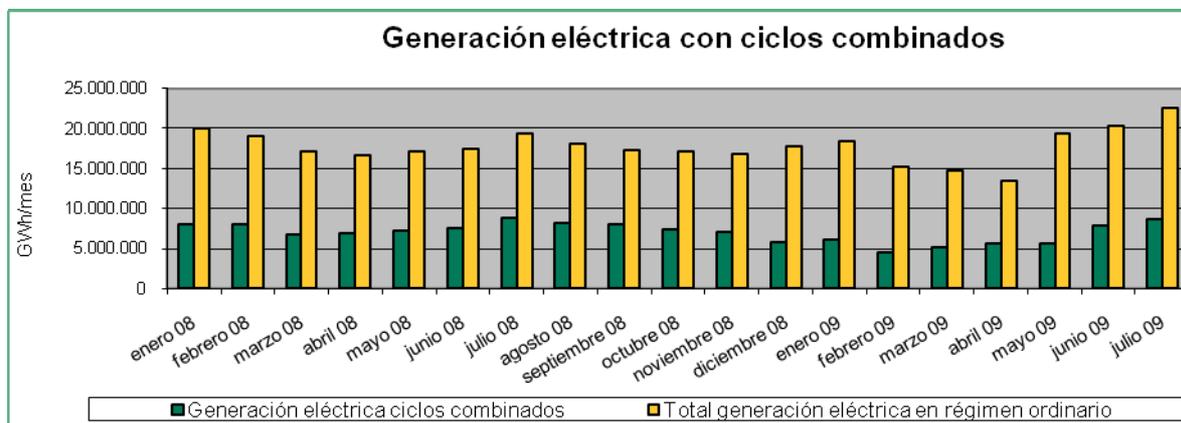
DEMANDA DE GAS POR MERCADOS

Evolución de la demanda de gas por mercados

En virtud de lo establecido en la Orden ITC/2309/2007 a partir del 1 de julio de 2008, los consumidores que no han optado por elegir una empresa comercializadora, han pasado a ser suministrados por el comercializador de último recurso perteneciente al grupo empresarial de la empresa distribuidora. Por lo tanto, tras la desaparición de las tarifas reguladas a partir del 1 de julio de 2008, el 100% de la demanda se encuentra en el mercado liberalizado.

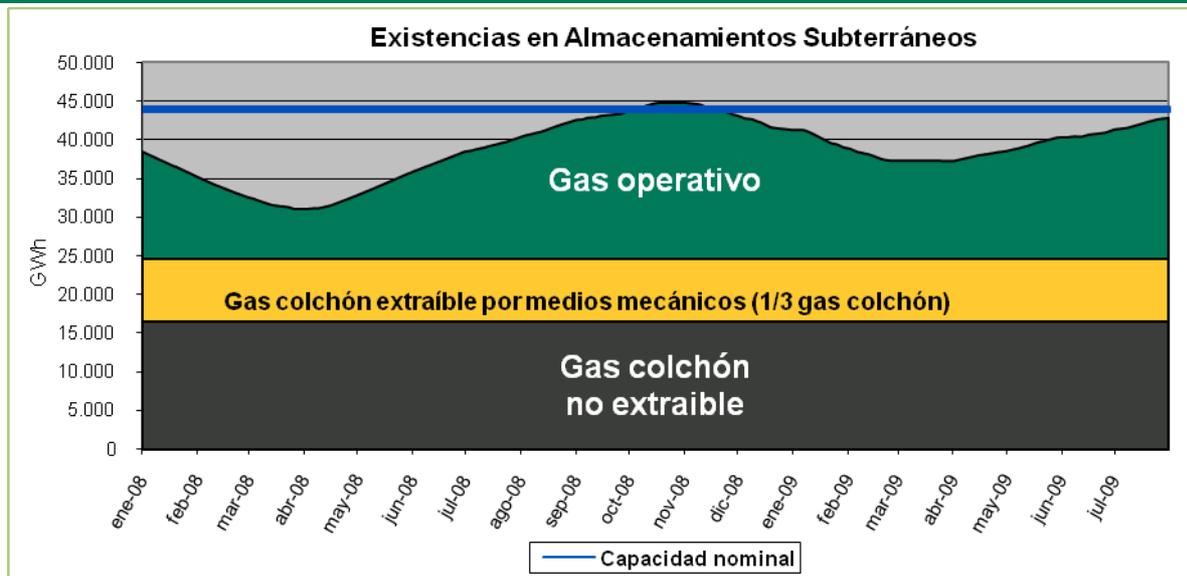
La demanda del mercado de gas fue de 34,7 TWh en julio de 2009. La demanda total para generación eléctrica supuso 17,9 TWh, representando el 51% de la demanda total de gas.

DEMANDA DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

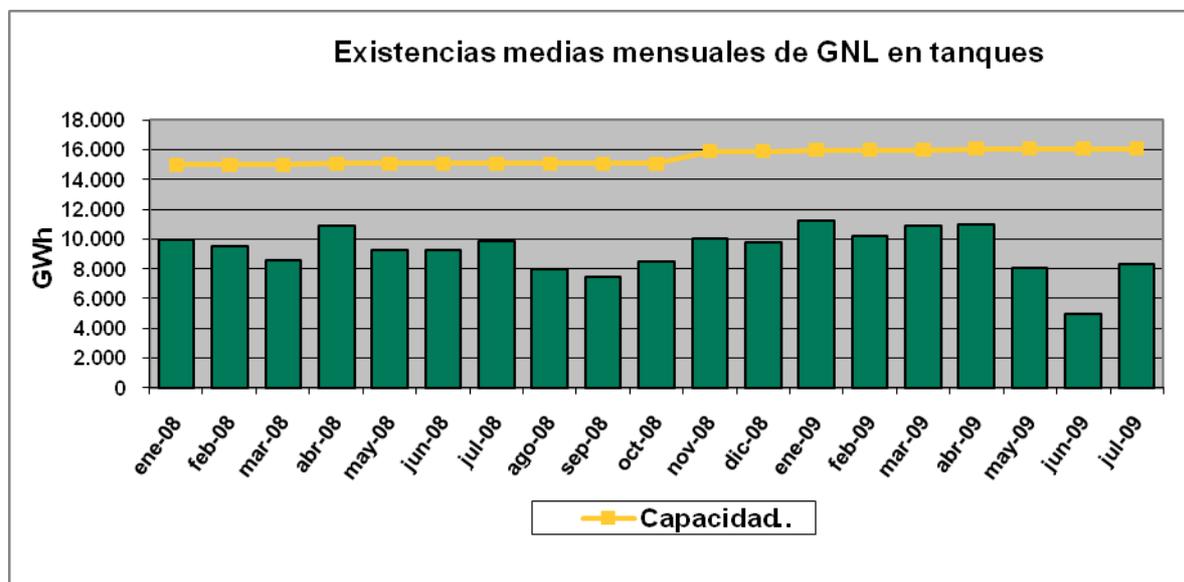


La cuota de generación en régimen ordinario de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español se situó en el 38,4% en julio de 2009.

La demanda de gas para el sector eléctrico disminuyó un 3% en julio de 2009, respecto al mismo mes del año anterior, debido principalmente a la disminución de la demanda convencional y al aumento de la producción eólica y de otros regímenes especiales.



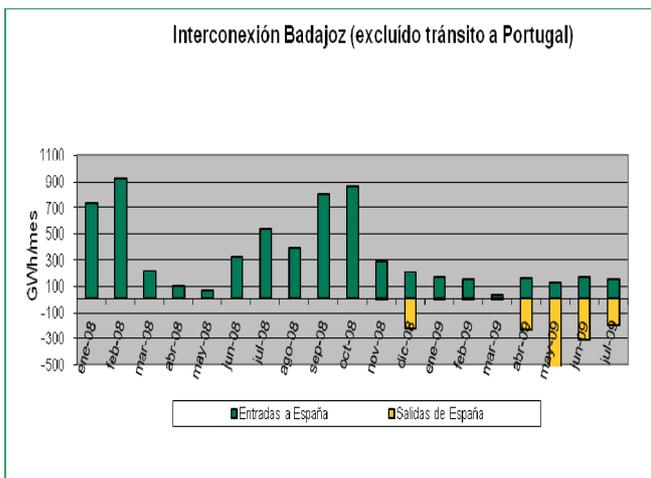
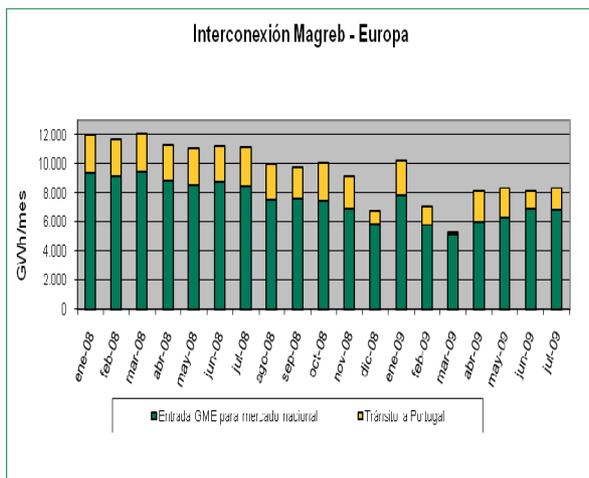
A 31 de octubre de 2008, los AASS se encontraban llenos al 100% del volumen de gas operativo (gas colchón extraíble incluido), de cara a afrontar el invierno. El 3 de noviembre comenzó la extracción de los AASS. En la segunda quincena de marzo se alcanza la cota más baja, del 76%, para volver a subir posteriormente de modo que a 31 de julio de 2009, los AASS se encuentran llenos al 96% de su capacidad operativa. Respecto al 31 de julio de 2008, el volumen de gas almacenado en los AASS es un 6% superior.



A 31 de julio, las existencias de GNL en tanques son del 52% de la capacidad nominal total de las plantas, con una media mensual del 49%.

FUNCIONAMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES Y TRÁNSITO INTERNACIONAL

Conexiones con el Magreb y Portugal

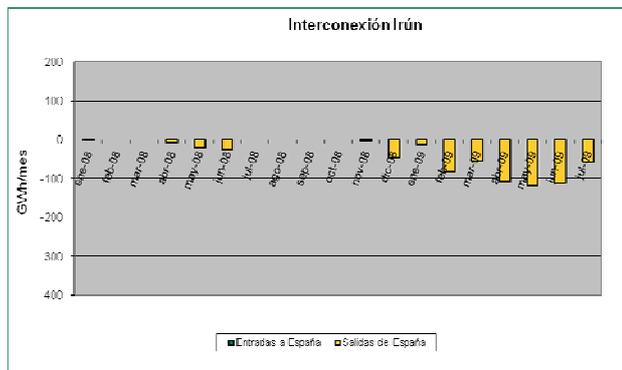
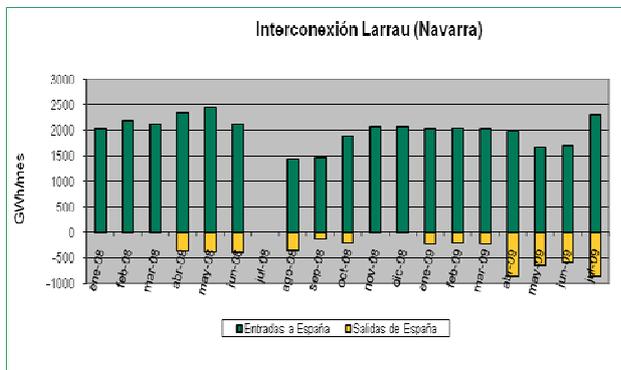


En julio de 2009 las entradas de gas argelino por Tarifa para el mercado nacional han sido de 6.794 GWh, lo que supone un descenso del 20% respecto al mismo mes del año anterior.

El tránsito de gas argelino hacia Portugal en julio de 2009 ha sido de 1.585 GWh, cantidad inferior en un 40% a la del mismo mes del año anterior.

Por otra parte, en la interconexión de Badajoz se negocian en sentido de exportación 56 GWh.

Conexiones con Francia



El saldo neto de la interconexión de Larrau es de importación, alcanzando 1.455 GWh en julio.

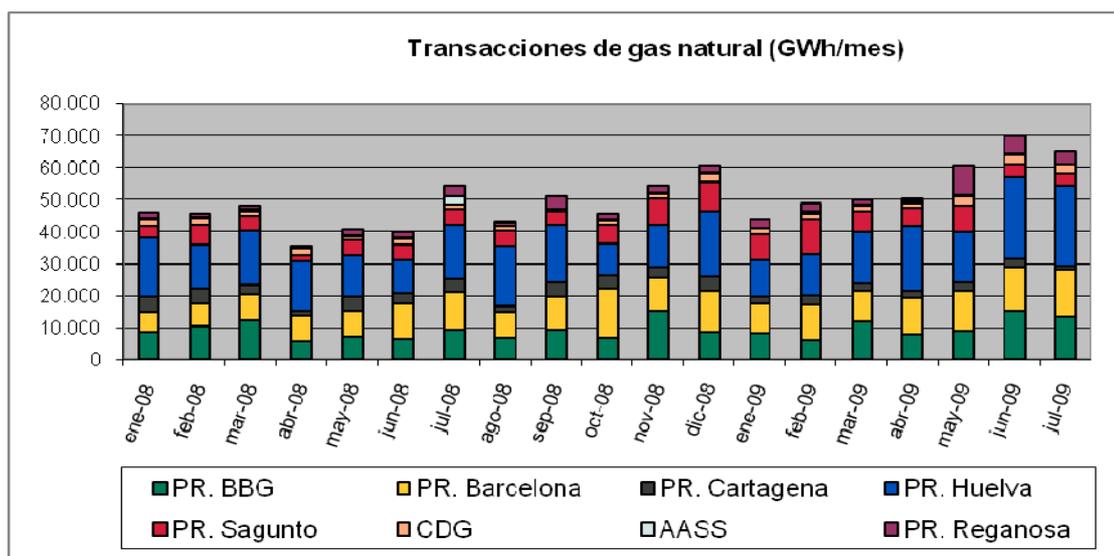
En julio de 2009, el flujo físico a través de la interconexión de Irún ha sido de exportación, con 58 GWh hacia Francia.

MERCADO SECUNDARIO DE GAS EN ESPAÑA

El volumen de gas negociado por los comercializadores en el mercado diario OTC en el sistema gasista español sirve de reflejo a la evolución positiva del modelo de liberalización.

- A través de la plataforma informática MS-ATR 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 (6), el punto de balance de los almacenamientos subterráneos 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 23.

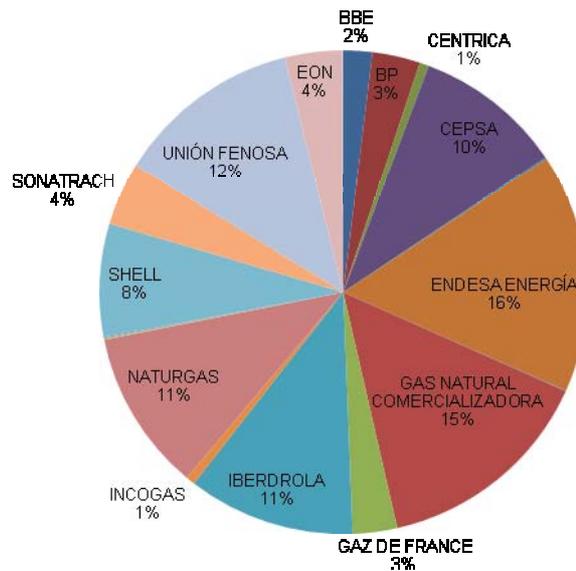


La cantidad total de energía negociada en julio de 2009 ascendió a 65.401 GWh. El volumen de energía negociado en el mercado es un 88,63% superior a la demanda en dicho mes.

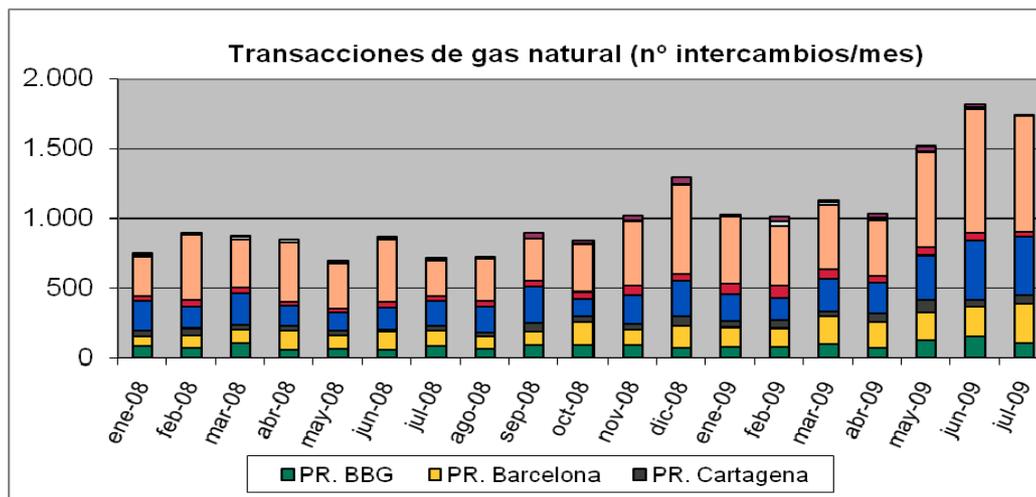
Durante el mes de julio de 2009 se negoció el 95,6% del volumen de energía en las plantas de regasificación, el 4,4 % en el centro de gravedad, y el 0 % en los AASS.

En la siguiente figura se muestra las cuotas por empresas, del volumen de gas negociado en el periodo de enero a julio de 2009 en el mercado OTC español. Dicho volumen asciende a un total de 389TWh, y corresponde a la suma de la negociación en las plantas de regasificación, centro de gravedad y almacenamientos subterráneos.

Cuotas de compra en el mercado OTC. Enero - julio 2009



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS



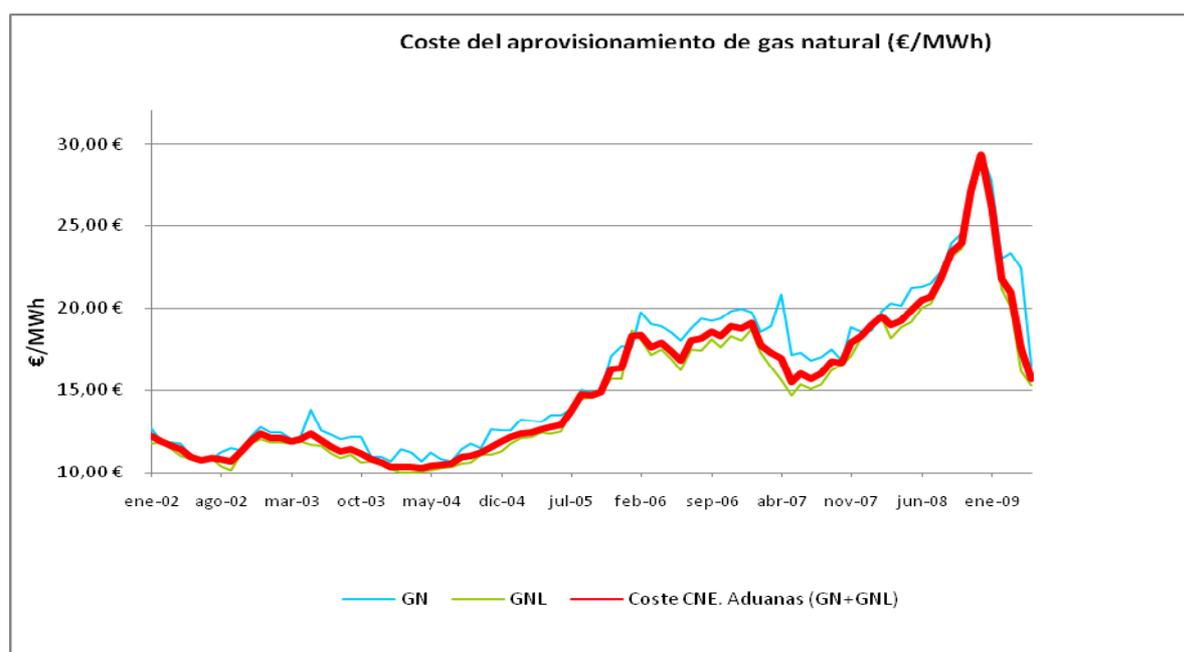
Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

El número de transacciones en el mercado secundario de gas español, en julio de 2009, ascendió a 1.747 operaciones. Durante el mes de julio de 2009, el 52,7 % de las operaciones se negociaron en las plantas de regasificación, el 47,3% en el centro de gravedad, y el 0% restante en los AASS. El número de comercializadores con licencia asciende a 33.

ÍNDICE DE COSTE DE APROVISIONAMIENTO DE GAS NATURAL

La CNE ha elaborado un índice de coste de aprovisionamiento de gas natural a partir de los datos de aduanas publicados por la Agencia Tributaria, en la misma línea que otros reguladores europeos como por ejemplo: la CRE (Comisión Reguladora de la Energía, Francia), que publica en su informe "Observatorio de los mercados de gas y electricidad", el índice de referencia de los contratos a largo plazo; o la agencia de aduanas nacional alemana (BAFA), que publica los precios fronterizos del gas natural mensualmente.

En la página web de la agencia tributaria se publican estadísticas de comercio exterior para todos los productos registrados en aduana. Entre estos productos se encuentra el gas natural y el gas natural licuado. La Agencia Tributaria publica el volumen, precio de las transacciones realizadas en la frontera, país de procedencia y provincia de entrada del gas. El histórico de datos comienza en enero de 2002.



La gráfica muestra el índice que refleja el coste del aprovisionamiento de gas natural en frontera española, en base 100 respecto a enero de 2002, elaborado por la CNE a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria¹.

El índice de aprovisionamiento de gas natural en España rompe su tendencia ascendente en enero de 2009. El coste del aprovisionamiento de gas en frontera española desciende en promedio un 11,7% mensual de enero a mayo de 2009. Respecto al máximo de diciembre de 2008 (29,37 €/MWh), el coste del aprovisionamiento es un 47% inferior para el mes de mayo de 2009 (16,5 €/MWh), de acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNE.

¹ El precio de importación del gas en enero de 2002 fue de 12,71 €/MWh, de acuerdo al procesamiento de datos que ha realizado la CNE a través de la información publicada por la Agencia Tributaria.

Mes	Precio GN+GNL (€)	Precio GN (€)	Índice GNL (€)	Mes	Índice GN+GNL (€)	Índice GN (€)	Índice GNL (€)
ene-02	12,198	12,708	11,780	sep-05	14,699	14,911	14,602
feb-02	11,866	11,930	11,810	oct-05	14,879	14,960	14,828
mar-02	11,588	11,811	11,408	nov-05	16,258	17,126	15,739
abr-02	11,406	11,774	11,058	dic-05	16,314	17,713	15,709
may-02	10,911	11,014	10,819	ene-06	18,303	17,655	18,672
jun-02	10,759	10,906	10,626	feb-06	18,371	19,756	18,078
jul-02	10,883	10,833	10,924	mar-06	17,589	19,073	17,142
ago-02	10,812	11,216	10,461	abr-06	17,888	18,910	17,497
sep-02	10,684	11,496	10,182	may-06	17,337	18,489	16,939
oct-02	11,274	11,391	11,192	jun-06	16,784	18,017	16,268
nov-02	11,945	12,228	11,750	jul-06	18,017	18,770	17,534
dic-02	12,316	12,754	12,028	ago-06	18,125	19,364	17,456
ene-03	12,081	12,407	11,865	sep-06	18,520	19,226	18,122
feb-03	12,078	12,427	11,863	oct-06	18,293	19,375	17,666
mar-03	11,845	12,057	11,746	nov-06	18,895	19,871	18,297
abr-03	11,994	12,191	11,904	dic-06	18,760	20,011	18,033
may-03	12,369	13,833	11,708	ene-07	19,088	19,751	18,730
jun-03	11,961	12,577	11,664	feb-07	17,748	18,574	17,296
jul-03	11,535	12,320	11,178	mar-07	17,275	18,890	16,465
ago-03	11,286	12,004	10,927	abr-07	16,920	20,841	15,649
sep-03	11,420	12,193	11,071	may-07	15,501	17,164	14,701
oct-03	11,115	12,164	10,608	jun-07	16,042	17,306	15,369
nov-03	10,785	10,985	10,709	jul-07	15,647	16,811	15,092
dic-03	10,616	10,975	10,507	ago-07	15,999	17,070	15,389
ene-04	10,359	10,700	10,248	sep-07	16,742	17,543	16,265
feb-04	10,341	11,444	10,032	oct-07	16,669	16,868	16,579
mar-04	10,335	11,229	10,055	nov-07	17,884	18,878	17,126
abr-04	10,271	10,695	10,087	dic-07	18,304	18,549	18,177
may-04	10,434	11,233	10,149	ene-08	18,935	18,660	19,042
jun-04	10,492	10,849	10,325	feb-08	19,517	19,827	19,362
jul-04	10,510	10,724	10,393	mar-08	18,966	20,347	18,144
ago-04	10,924	11,422	10,582	abr-08	19,239	20,160	18,832
sep-04	11,007	11,797	10,646	may-08	19,896	21,284	19,159
oct-04	11,230	11,488	11,087	jun-08	20,458	21,302	20,060
nov-04	11,571	12,610	11,117	jul-08	20,717	21,529	20,306
dic-04	11,844	12,539	11,269	ago-08	21,815	22,228	21,573
ene-05	12,146	12,561	11,781	sep-08	23,409	23,966	23,159
feb-05	12,329	13,209	12,071	oct-08	23,990	24,591	23,666
mar-05	12,401	13,149	12,139	nov-08	27,108	27,666	26,876
abr-05	12,627	13,071	12,404	dic-08	29,366	29,468	29,324
may-05	12,757	13,481	12,392	ene-09	26,292	27,827	25,842
jun-05	12,851	13,520	12,483	feb-09	21,756	23,029	21,177
jul-05	13,761	13,883	13,698	mar-09	20,981	23,386	20,082
ago-05	14,712	15,048	14,528	abr-09	17,541	22,440	16,151
				may-09	15,670	16,500	15,290

Evolución del precio de gas natural, diferenciando GN y GNL.

Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia.

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

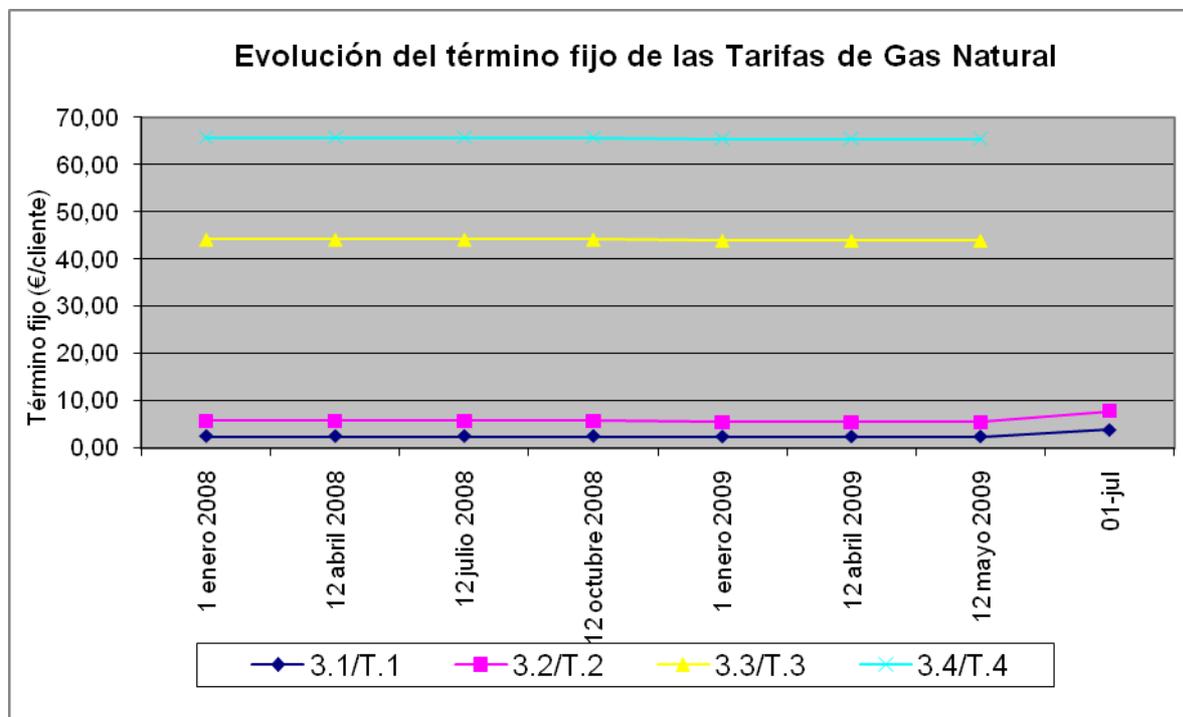
Desde el 1 de julio de 2008 han desaparecido todas las tarifas reguladas de gas y se han traspasado todos los clientes de gas de los distribuidores a los comercializadores de último recurso.

En sustitución a ésta, se crea la **tarifa de último recurso**, para consumidores conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 3 GWh. La tarifa vigente a partir del 1 de julio de 2009 es la publicada mediante la Orden ITC/1660/2009, desapareciendo las tarifas de último recurso para los consumidores T-3 y T-4.

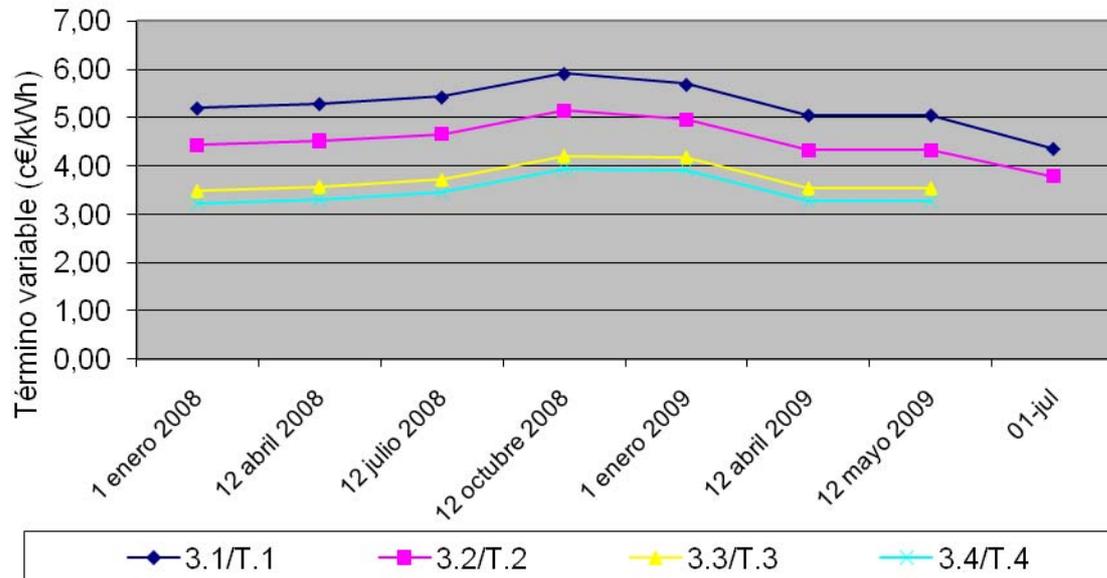
Los comercializadores de último recurso aplican a estos clientes un precio máximo fijado en la tarifa de último recurso. Las tarifas de último recurso (TUR) vigentes el tercer trimestre de 2009 son las siguientes (IVA no incluido):

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	c€/kWh
T1: $Q \leq 5.000$ kWh/año	3,90	4,350766
T2: $5.000 < Q \leq 50.000$ kWh/año	7,84	3,786566

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de julio de 2009



Evolución del término variable de las Tarifas de Gas Natural



Evolución del término variable de las Tarifas

Hasta julio de 2008, la revalorización del euro frente al dólar compensó en gran medida los incrementos en el precio del crudo experimentados en los meses anteriores, a la hora de calcular el CMP (coste medio de adquisición del gas natural para el mercado a tarifa en posición CIF) en España.

El 12 de octubre de 2008 desapareció de la metodología del cálculo de tarifas el término aditivo correspondiente al CMP.

El coste del gas utilizado para fijar las tarifas en España (CMP) experimenta una bajada del 24% a partir del 21 de abril de 2009, situándose en 18,86 €/MWh. En la revisión de enero de 2009 había experimentado otra reducción del 11%.

TARIFAS DE SUMINISTRO DE GLP POR CANALIZACIÓN

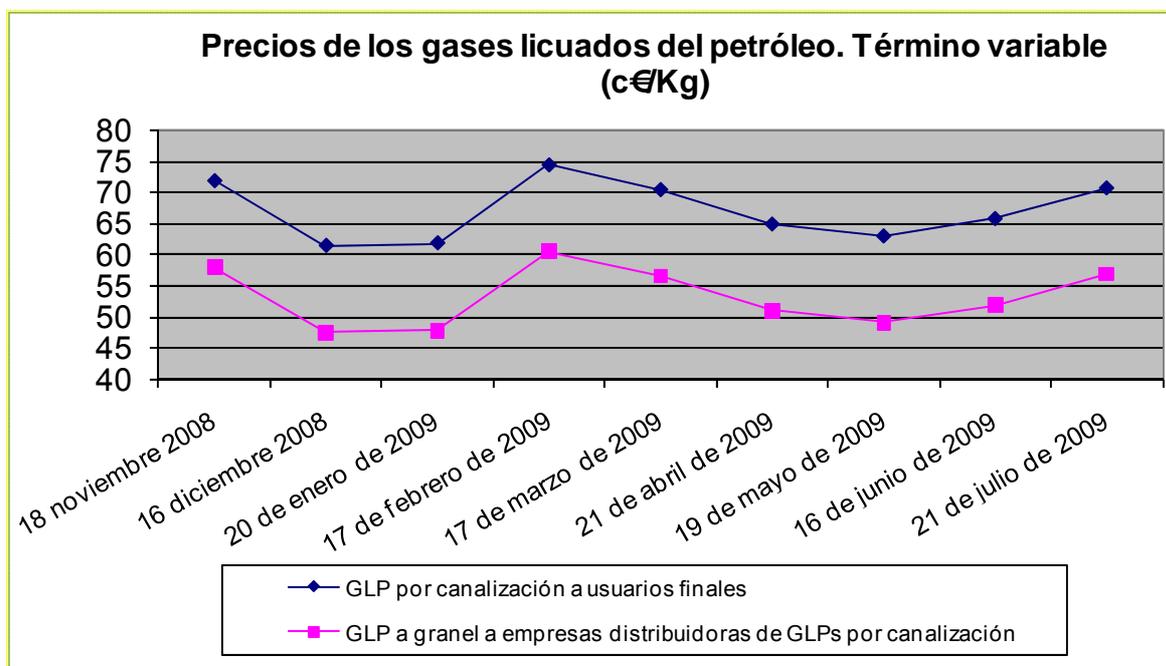
Tarifas de suministro de GLP por canalización vigentes desde el 21 de julio de 2009

La Orden ITC/3292/2008, de 14 de noviembre, modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo.

La tarifa ha sido actualizada por Resolución del 2 de julio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hacen públicos los nuevos precios de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización aplicándose dichos precios desde el 21 de julio de 2009.

PRECIOS DE GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO	Término fijo	Término variable
	€/mes	c€/Kg
GLP por canalización a usuarios finales por canalización	1,49	70,5749
GLP a granel a empresas distribuidoras de GLPs por canalización	-	56,7790

Precios de venta de los GLP por canalización vigentes a partir del 21 de julio de 2009



Evolución del término variable del precio de los GLP

HECHOS RELEVANTES EL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA EN 2009

- **Disminución de la demanda punta invernal del invierno 2008-2009**

La demanda diaria máxima del invierno 2008-2009 se corresponde al día 9 de enero, alcanzándose los 1.789 GWh, un 3,97 % menor que la del invierno anterior.

	Invierno 2007-2008	Invierno 2008-2009	Diferencia
Día de demanda máxima	17-dic-07	09-ene-09	
Demanda convencional	1.135	1.048	-7,67%
Demanda sector eléctrico	728	741	1,79%
Demanda punta total	1.863	1.789	-3,97%

- Durante el mes de enero de 2009, entró en vigor la **Orden ITC 3802/2008**, por la que se establecen los **peajes y cánones** asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso, y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista
- **Conflicto entre Rusia y Ucrania. Interrupción del tránsito del gas ruso a Europa en enero de 2009**

El tránsito de gas ruso a Europa a través de Ucrania estuvo interrumpido desde el 7 de enero hasta el 20 de enero, recuperándose la normalidad el 22 de enero.

El conflicto se resolvió principalmente gracias a la fijación de nuevos precios del gas para Ucrania y nuevas condiciones en los contratos de tránsito por Ucrania.

El impacto en el Noroeste de Europa fue mínimo debido a la capacidad de almacenamientos, los suministros alternativos y la baja demanda. En el Centro de Europa hubo algunas interrupciones, especialmente en Eslovaquia. En el Sureste de Europa hubo enormes problemas, especialmente en Bulgaria, Rumania, Serbia, Bosnia, Croacia y Macedonia, con cortes en la industria y a consumidores domésticos. La crisis ha mostrado que actualmente es inviable el suministro de gas al sur-este de Europa sin que atravesase Ucrania.

- **La CNC aprueba con condiciones la operación de concentración Gas Natural – Unión Fenosa**

El 12 de febrero de 2009, la CNC aprobó con condiciones la operación de concentración Gas Natural – Unión Fenosa. La Resolución del Consejo de la CNC acepta los compromisos propuestos por GAS NATURAL porque considera que éstos son suficientes y proporcionados para solucionar los problemas de competencia detectados.

En concreto, GAS NATURAL se compromete a:

- Vender redes de distribución de gas por un total de 600.000 puntos de distribución (equivalentes al 9% del total nacional).
- Vender 600.000 pequeños clientes de gas.

- Vender 2.000 MW de centrales de generación de electricidad de ciclo combinado, que utilizan gas como combustible
- Adoptar medidas que permitan mantener la autonomía de Unión Fenosa Gas en el suministro de gas a terceros en España.
- Vender su participación en Enagás y reducir sus vínculos con Cepsa, competidor de Repsol en los mercados de petróleo

Está previsto que Unión Fenosa sea absorbida por Gas Natural, en septiembre de este año.

- **Segunda subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo en España**

En la segunda subasta de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural, celebrada en marzo de 2009, se adjudicaron un total de 4.257 GWh, casi el triple que el pasado año, para el periodo del 1 de abril de 2009 a 31 de marzo de 2010.

La subasta, fue organizada por el operador del mercado eléctrico OMEL y supervisada por la CNE. El precio resultante fue de 1.767 euros por GWh, superior en un 36% respecto al precio resultante del año anterior.

- **Tercera subasta de gas operación y gas talón.**

El 28 de mayo de 2009 se desarrolló la subasta para la adquisición del gas de operación y gas destinado al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010.

De acuerdo con los resultados de la subasta publicados por OMEL, la subasta se desarrolló en 13 rondas, y resultaron adjudicatarios dos agentes, con un precio de adjudicación de 14,65 €/MWh (incluidos los peajes de entrada al sistema gasista).

- El **Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de abril de 2009** aprobó el **adelanto de la desaparición de las tarifas de último recurso T-3 y T-4 al 1 de julio de 2009**. Esta medida afecta aproximadamente a 60.000 consumidores de gas, que dejan de tener tarifa regulada a partir de dicha fecha.

- **Primera subasta de TUR de gas para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010.**

La subasta se realizó en la sede de OMEL el pasado 16 de junio y estuvo supervisada por agentes de OMEL y por miembros de la CNE. Se desarrolló en nueve rondas resultando seis empresas adjudicatarias. El precio final fue de 16,18 €/MWh para el gas base, y 19,77 €/MWh para el gas de invierno.

Los resultados de dicha subasta se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2009 y el 30 de junio de 2010.

- Se aprueba el **Real Decreto 1011/2009**, de 19 de junio, por el que se regula la estructura y funciones de la **Oficina de Cambio de Suministrador**.
- Con fecha 23 de junio, **Gas Natural** recibió la autorización de la Comisión Nacional de la Competencia para la **transmisión del 5 % de ENAGAS, S.A., a Oman Oil Holdings Spain**. La venta de esta participación estaba incluida en el plan de desinversiones acordado con la Comisión Nacional de la Competencia (CNC) dentro del proceso de compra de Unión Fenosa.

- **ENEL adquiere el 25,01 % de Acciona en ENDESA.** Con fecha 25 de junio de 2009 se ha ejecutado a favor de Enel Energy Europe S.L. la transmisión por parte de Acciona S.A. y Finanzas Dos S.A. de acciones representativas de un 25,01% del capital social de Endesa, S.A. La participación de la energética italiana sobre Endesa queda en el 92,06%.
- La **Orden ITC/1660/2009**, de 26 de junio, establece la **nueva metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural**. Esta metodología será de aplicación para los comercializadores que atiendan a clientes acogidos a la tarifa de último recurso.
- La **orden ITC/1724/2009**, de 26 de junio, revisa al alza a partir del día 1 de julio los peajes de transporte y distribución (fijo e interrumpible), de carga y descarga de cisternas, de trasvase de GNL a buques, de regasificación, y de descarga en las plantas de Huelva y Mugardos aumentan sus términos fijo y variable en un 5% aproximadamente.
- La **Resolución de 29 de junio de 2009**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/06/2009).

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	c€/kWh
T1: $Q \leq 5.000$ kWh/año	3,90	4,350766
T2: $5.000 < Q \leq 50.000$ kWh/año	7,84	3,786566

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de julio de 2009

A partir del 1 de julio en caso de que un consumidor con consumo anual superior a 50.000 kWh/año e inferior a 3 GWh/año no haya negociado con un comercializador un precio de suministro, se le aplicarán los precios que se indican en la Disposición transitoria única de la Orden ITC/1660/2009.

- El 1 de julio, **Iberdrola anunció la venta de la participación** del 25% que poseía en la planta de regasificación Bahía de Bizkaia Gas (**BBG**) y del 30% en la planta regasificadora de Sagunto (**Saggas**), por 200 millones de euros, a **RREEF Infraestructure**, integrado en el grupo Deutsche Bank.
- **La Unión Europea aprueba el tercer paquete energético.**

El tercer paquete energético, que fue aprobado el 13 de julio de 2009, pretende lograr un mercado europeo de gas y electricidad plenamente eficiente y competitivo, que no plantee obstáculos a la entrada de nuevos competidores en el mercado o en el acceso a las redes, y al mismo tiempo, garantice la protección de los clientes y la seguridad de suministro. La nueva reglamentación comprende dos Directivas (Directiva 2009/72/CE, Directiva 2009/73/CE) y tres reglamentos (Reglamento (CE) nº 713/2009, Reglamento (CE) nº 714/2009 y Reglamento (CE) nº 714/2009). Las principales novedades introducidas son:

- Separación operacional de activos.
- Creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y de la red de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad («REGRT de Electricidad») y de Gas («REGRT de Gas»).
- Se refuerza la independencia de los organismos reguladores nacionales, a los que se asignan nuevas funciones de regulación y supervisión.
- Se refuerza la protección de los consumidores.



- Se refuerza la regulación de las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas y el comercio transfronterizo de electricidad.
- El 20 de julio de 2009, **Gas Natural anuncia un acuerdo con Naturgas para la venta de las redes de distribución de Cantabria y Murcia**. Esta venta supone el traspaso de 248.000 puntos de conexión, 209.900 clientes de gas y 4.000 clientes de energía eléctrica. El acuerdo se encuentra sujeto a la aprobación por parte de las autoridades regulatorias y de competencia, esperando su cumplimiento a finales de 2009.
- Con fecha 30 de julio de 2009, la sociedad **International Petroleum Investment Company (IPIC)**, de Abu Dhabi, ha completado la **adquisición del 32,527 % de las acciones de CEPSA** al Grupo Santander, y del 5,0 % de CEPSA de Unión Fenosa. El total de acciones adquiridas es del 37,527 % de CEPSA, a un precio de 3313 millones de euros, y permiten a IPIC alcanzar un total del 47,062 % del capital social y los derechos de voto de CEPSA.