



Comisión

Nacional

de Energía

Dirección de Gas

INFORME MENSUAL DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Agosto 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
- Índice de coste de aprovisionamiento de gas natural
- Tarifas de último recurso de gas natural
- Tarifas de suministro de GLP por canalización
- Hechos relevantes mercado de gas en España

HECHOS RELEVANTES. AGOSTO 2009

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

En agosto los niveles de consumo son menores que los del año anterior en un 4,8%, situándose el consumo en 31,1TWh, principalmente como consecuencia del menor consumo industrial y, en menor medida, de la menor generación eléctrica respecto a 2008. La demanda convencional disminuye un 7,2% (hasta los 13,3 TWh), la demanda para el sector eléctrico decrece un 3,9% (hasta los 16,89 TWh).

La última previsión de demanda realizada por el Gestor Técnico del Sistema estima cerrar el año 2009 con una demanda nacional de 408.562 MWh en el escenario base, con un descenso del 9,1 % sobre 2008.

El precio del gas en Estados Unidos cae por debajo de los 3 \$/MMBtu

El precio del gas natural en el mercado spot de Estados Unidos (Henry Hub) ha marcado el nivel más bajo de los últimos 7 años. El 21 de agosto el precio bajó de los 3 \$/MMBtu, llegando a alcanzar mínimos de 2,42 \$/MMBtu a final de mes (equivalentes a 5,75 €/MWh). En promedio, los precios del Henry Hub descienden un 20 % en agosto. Esta caída de precios contrasta con la firmeza del precio del petróleo, que se mantiene en valores de 72,84 dólares por barril (equivalentes a 12,46 \$/MMBtu). El bajo precio del gas es atribuible al incremento de la producción de gas interna en los Estados Unidos.

El mercado de futuros NYMEX continúa prediciendo un repunte en los precios del gas para este invierno, con el contrato para enero de 2010 cotizando a 5,33 \$/MMBtu. Esta situación de contango está provocando un fuerte incremento en los almacenamientos de gas.

El precio del gas en el Reino Unido también disminuye y se acerca a los niveles del Henry Hub. El aprovisionamiento de GNL ya supuso en agosto un 10 % de la cobertura de la demanda del Reino Unido.

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española rompe la tendencia descendente

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española, que hasta el mes de julio había descendido un 52 % desde los máximos de diciembre de 2008 (29,4 €/MWh), presenta un punto de inflexión marcado por una subida del coste de aprovisionamiento en agosto de 2009. Respecto al valor de julio de 2009 (14,03 €/MWh), el coste del aprovisionamiento es un 3% superior para el mes de agosto de 2009 (14,43 €/MWh), de acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNE. Estos valores contrastan con los precios del gas en los mercados internacionales del Henry Hub y NBP, que en agosto están por debajo de 10 €/MWh.



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas

SUPERVISIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS

HECHOS RELEVANTES DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS. AGOSTO 2009

Inaugurado el sexto tren de licuación de la planta de RasGas en Qatar.

La compañía RasGas ha puesto en funcionamiento, durante el mes de agosto, su sexto tren de licuación de GNL. El nuevo tren es capaz de producir 7,8 millones de toneladas de GNL al año, con lo que la capacidad total de producción de GNL de la compañía, propiedad de Qatar y de Exxon Mobil, se sitúa en 28,5 millones de toneladas al año. Además, Ras Gas espera poner en servicio el séptimo tren a finales de 2009.

Qatar, que ya se ha convertido en el primer exportador mundial de GNL, espera duplicar este año su capacidad de producción, alcanzando 62 millones de toneladas de GNL, mediante la puesta en funcionamiento de 4 mega-trenes de licuación, de las compañías RasGas y QatarGas.

La terminal de regasificación italiana Adriatic LNG recibe su primer cargamento.

La terminal Adriatic LNG, localizada en Porto Levante, a 10 km de la costa del Veneto, en Italia, recibió su primer cargamento el 10 de agosto. La terminal es propiedad de Qatar Petroleum (45%), Exxon Mobil (45 %) y Edison (10%).

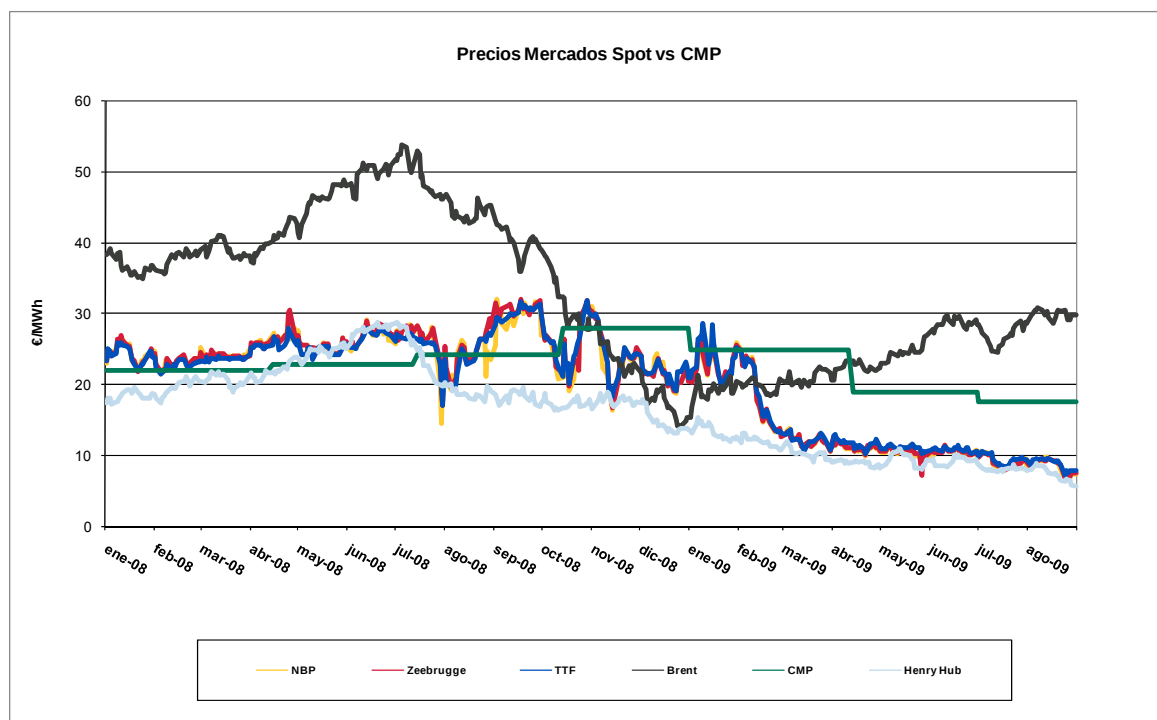
Se trata de la segunda terminal de regasificación en Italia, y la primera terminal de regasificación en el mundo off shore mediante la tecnología denominada Gravity Based Structure. Esta tecnología, desarrollada por Exxon Mobil, consiste en una estructura de cemento que fue construida por Dragados Off-shore, en la que se alojan los dos tanques de almacenamiento de GNL, las instalaciones de regasificación y las instalaciones para el atraque y la descarga de buques metaneros.

La terminal Adriatic LNG tiene una capacidad de regasificación hasta 8 bcm/año, equivalente al 10 % de la demanda de gas del mercado italiano. El 80 % de la capacidad de la terminal se encuentra exenta del derecho de acceso de terceros.

La primera terminal de GNL de Italia, en Panigaglia, construida en 1971, tiene una capacidad de 3,5 bcm/año, y únicamente puede recibir metaneros hasta 65.000 m³ de capacidad.

Además, en Italia se encuentra en construcción la tercera terminal de regasificación, en la costa de Toscana, en este caso con la tecnología de "barco flotante", adaptando el metanero Golar Frost, en la que participa la compañía ENDESA con un 30 %.

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 en el mercado spot (Henry Hub) ha marcado el nivel más bajo de los últimos 7 años. El 21 de agosto el precio bajó de los 3 \$/MMBtu, llegando a alcanzar mínimos de 2,42 \$/MMBtu (5,75 €/MWh) a final de mes. En promedio, los precios del Henry Hub descienden un 20 % en agosto. Esta caída de precios contrasta con la firmeza del precio del petróleo, que se mantiene en valores de 72,84 dólares por barril (equivalentes a 12,46 \$/MMBtu). El bajo precio del gas es atribuible al incremento de la producción de gas interna en los Estados Unidos.

El mercado de futuros NYMEX continúa prediciendo un repunte en los precios del gas para este invierno, con el contrato para enero de 2010 cotizando a 5,33 \$/MMBtu. Esta situación de contango está provocando un fuerte incremento en los almacenamientos de gas.

El precio del gas en el Reino Unido también disminuye y se acerca a los niveles del Henry Hub. 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. El aprovisionamiento de GNL supuso en agosto un 10 % de la cobertura de la demanda del Reino Unido.

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.

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 en agosto en niveles por encima de 70 \$/barril.

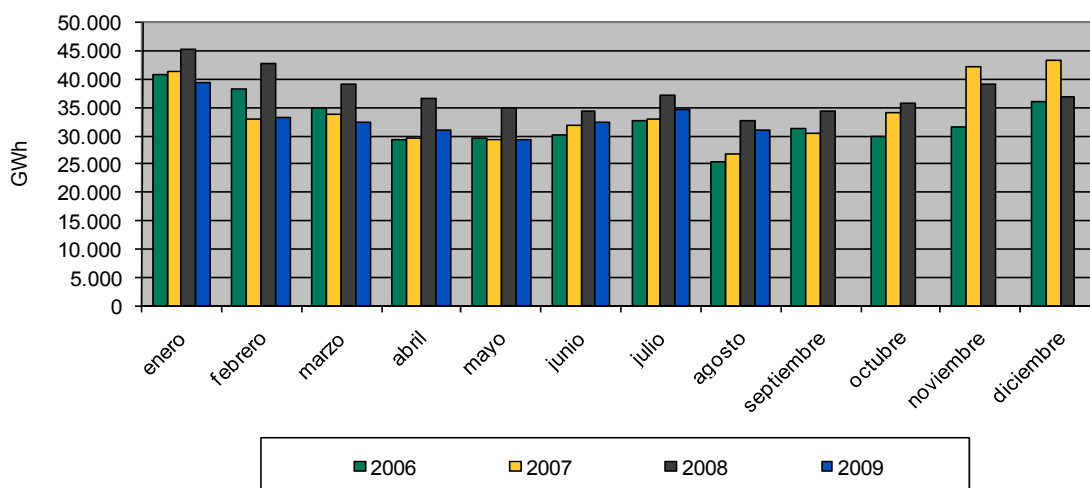


Comisión
Nacional
de Energía

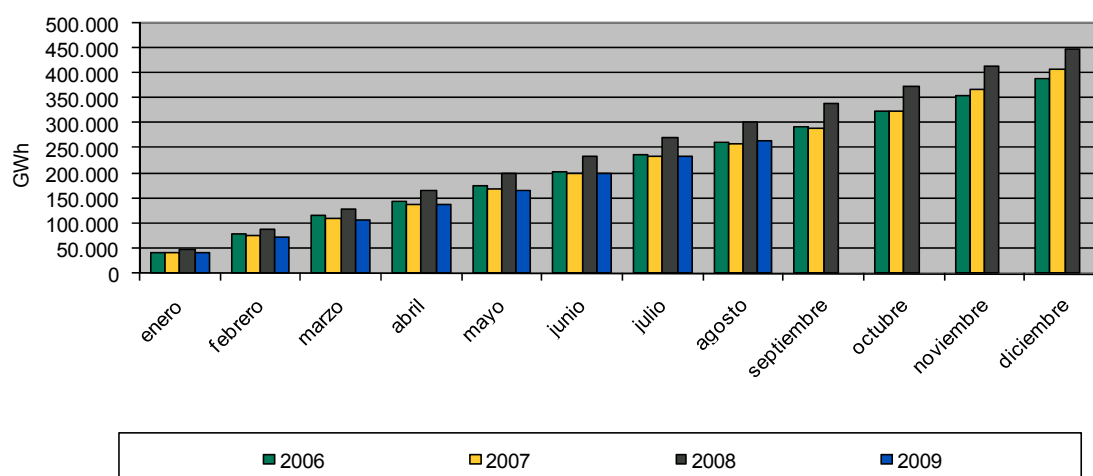
Dirección de Gas

SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

Demanda mensual



Demanda anual acumulada

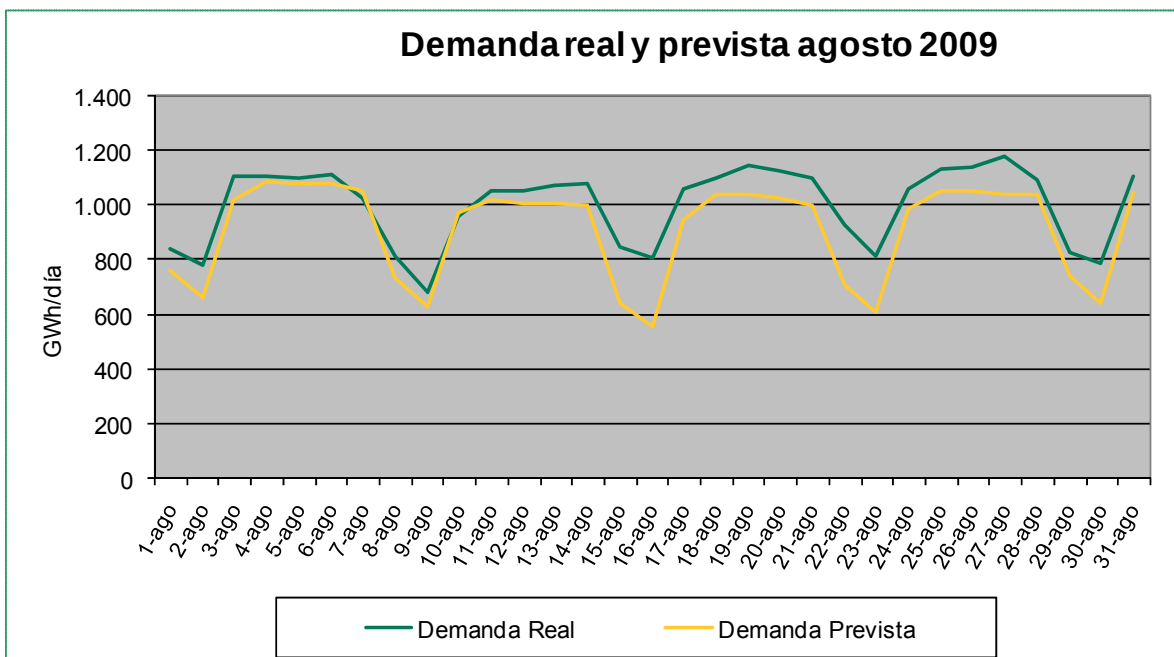
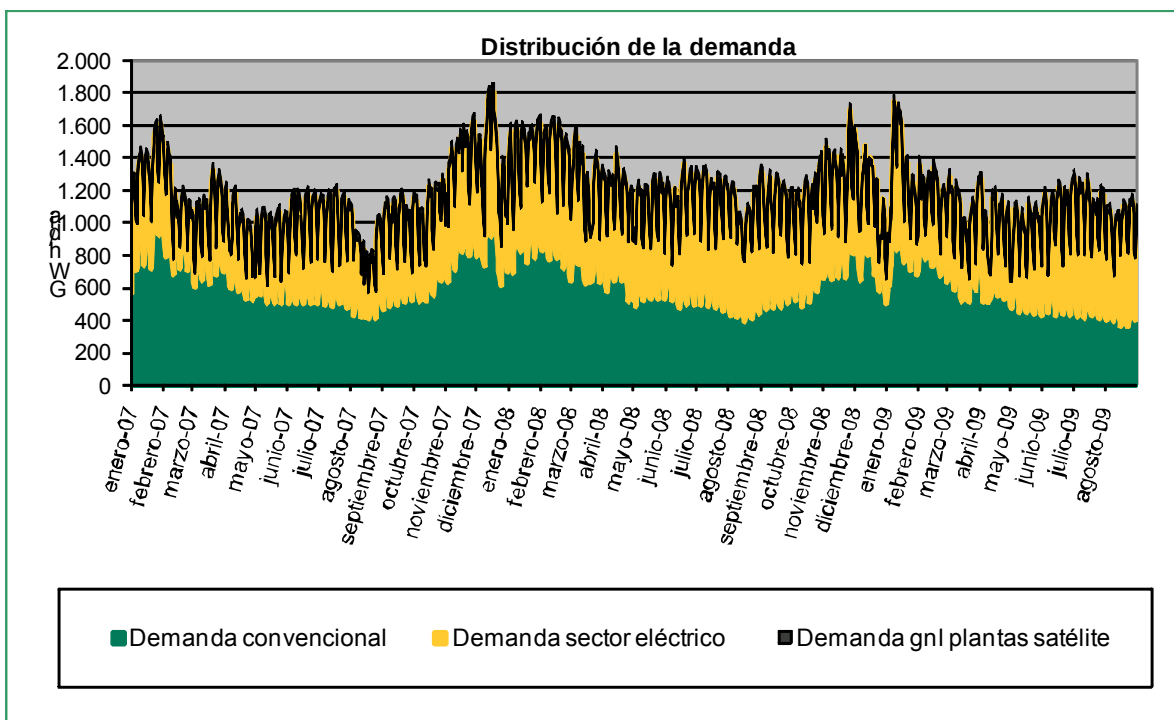


Evolución de la demanda de gas en España. Agosto 2009

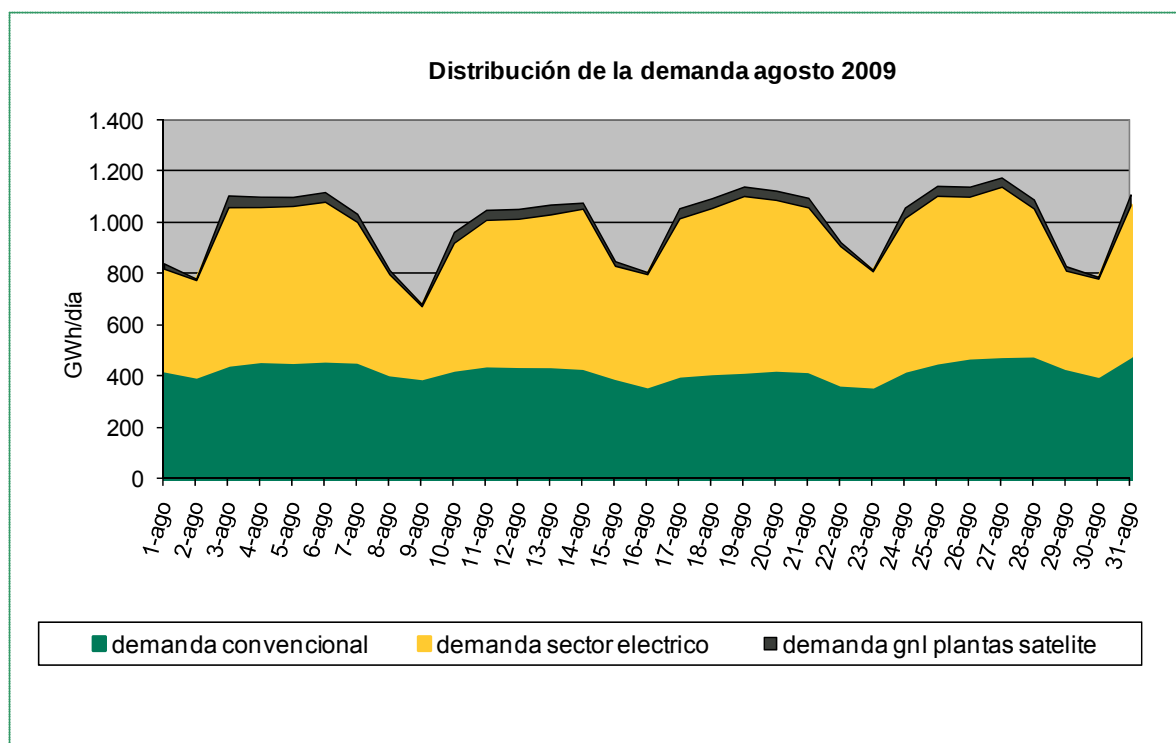
La demanda de gas en agosto de 2009 disminuye un 4,8% respecto al mismo mes del año anterior, situándose en 31,1 TWh, consecuencia de la disminución de las entregas para generación eléctrica y en especial del menor consumo industrial. Los factores que provocan o aminoran esta disminución son los siguientes:

- La disminución de la demanda de energía eléctrica (-1%).
- Disminución de demanda convencional (-7,2%)
- Ligero descenso de la generación hidráulica (-5%)
- Mayor generación eólica (+7%) y del resto de regímenes especiales (+33%)
- Aumento de la generación nuclear (+5%)

DEMANDA DE GAS



DEMANDA DE GAS POR MERCADOS

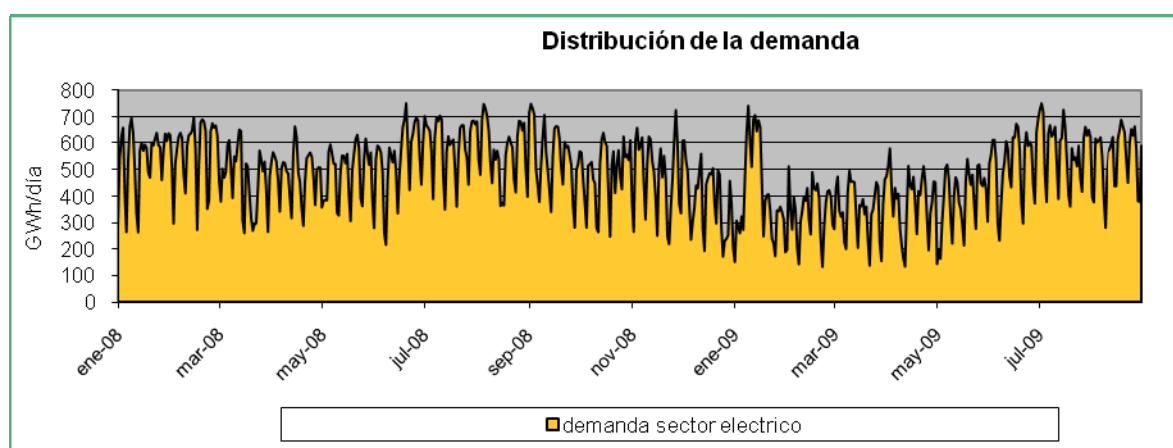
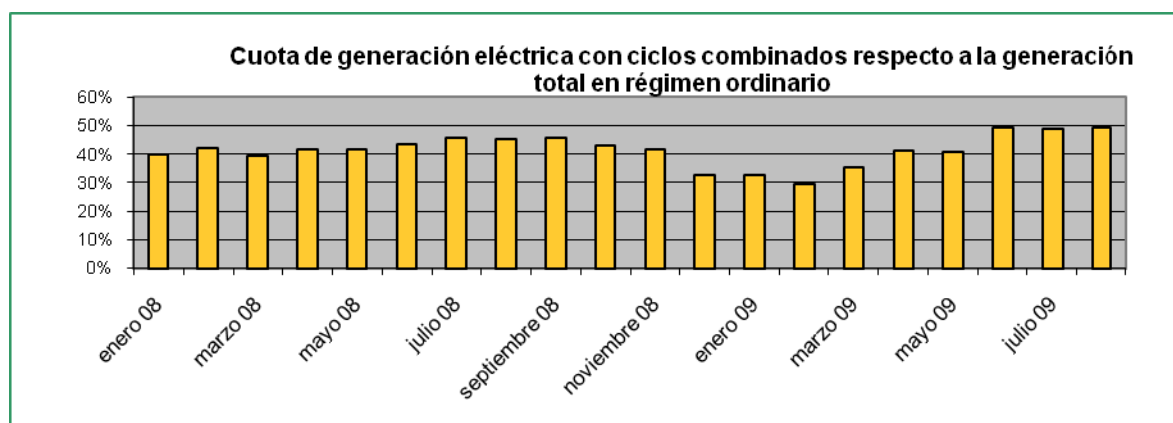
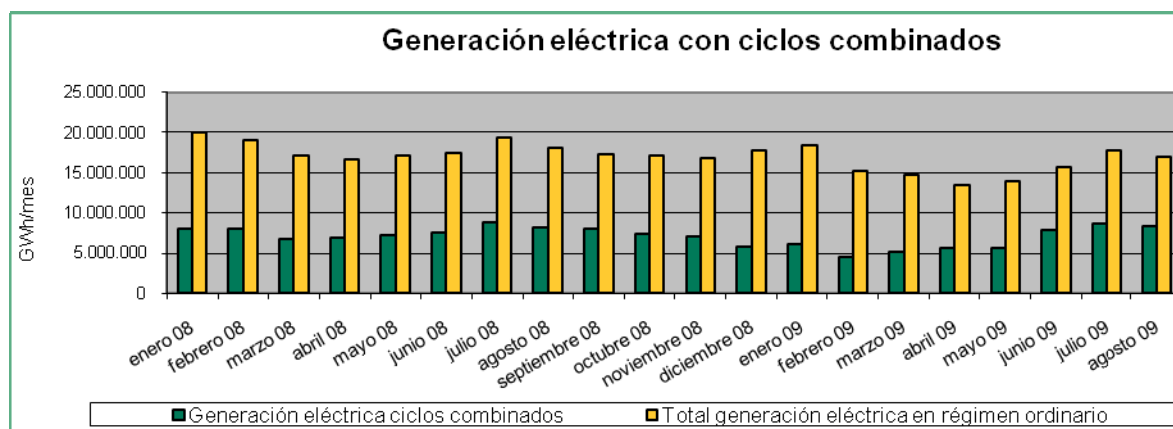


Evolución de la demanda de gas por mercados

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 31,1 TWh en agosto de 2009. La demanda total para generación eléctrica supuso 16,89 TWh, representando el 54% de la demanda total de gas.

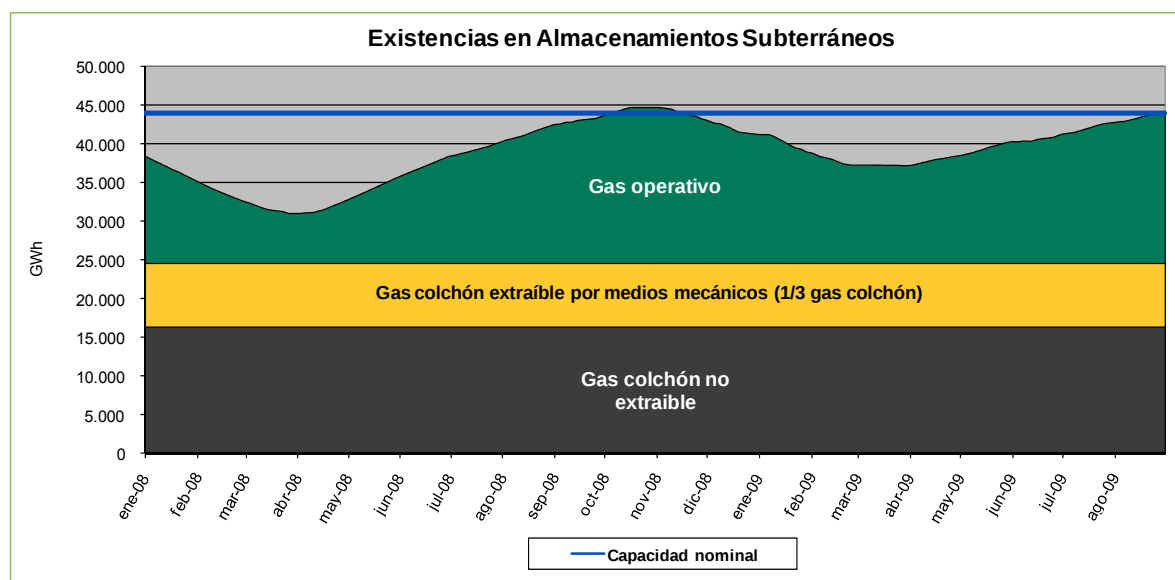
DEMANDA DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA



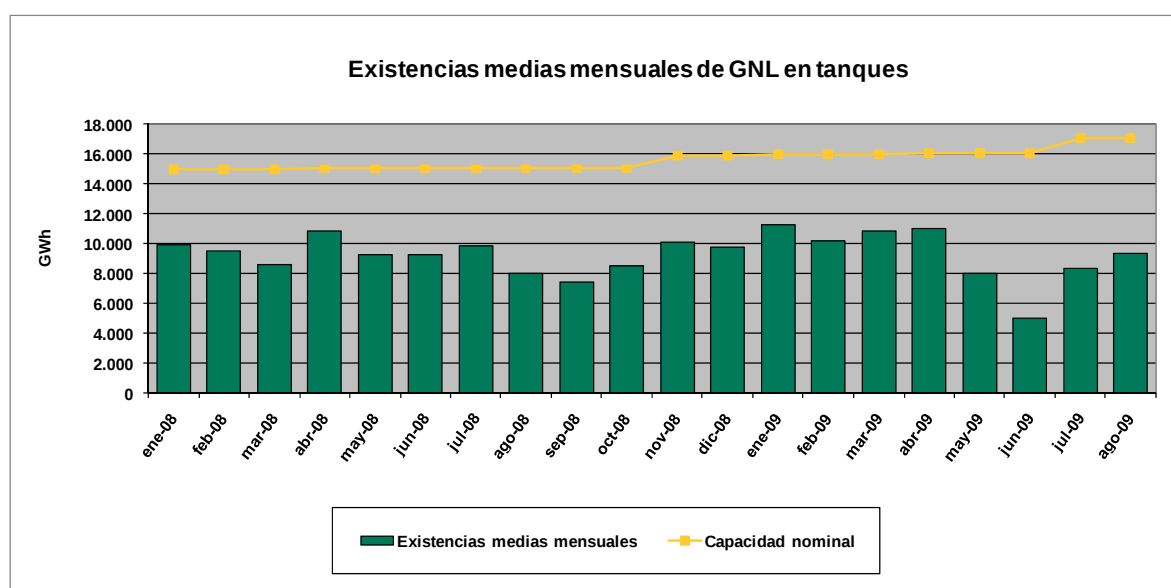
La cuota de generación en régimen ordinario de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español se situó en el 49% en agosto de 2009.

La demanda de gas para el sector eléctrico disminuyó un 3,9% en agosto 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.

NIVELES DE EXISTENCIAS DE GAS



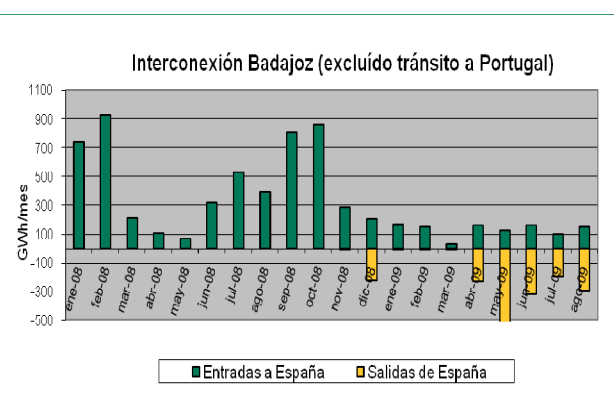
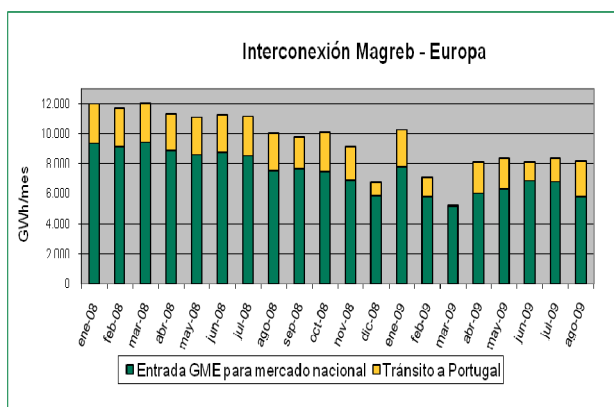
A 31 de octubre de 2008, los AASS se encontraban llenos al 100% del volumen de gas operativo (gas colchón extraíble incluido), de cara a afrontar el invierno. El 3 de noviembre comenzó la extracción de los AASS. En la segunda quincena de marzo se alcanza la cota más baja, del 76%, para volver a subir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



A 31 de agosto, las existencias de GNL en tanques son del 54% de la capacidad nominal total de las plantas, con una media mensual del 50%.

FUNCIONAMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES Y TRÁNSITO INTERNACIONAL

Conexiones con el Magreb y Portugal

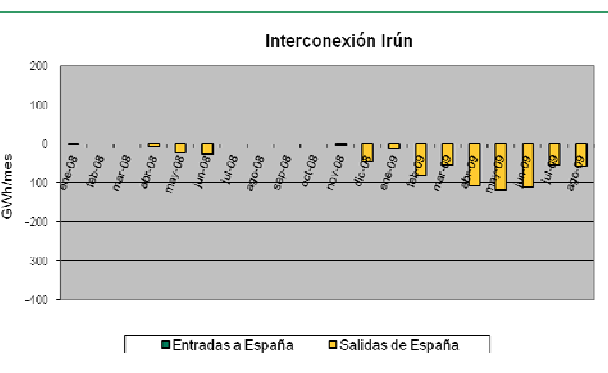
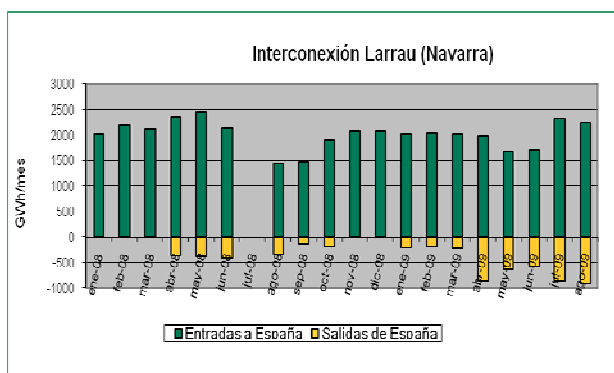


En agosto de 2009 las entradas de gas argelino por Tarifa para el mercado nacional han sido de 5.801 GWh, lo que supone un descenso del 23% respecto al mismo mes del año anterior.

El tránsito de gas argelino hacia Portugal en agosto de 2009 ha sido de 2.376 GWh, cantidad inferior en un 5% a la del mismo mes del año anterior.

Por otra parte, en la interconexión de Badajoz se negocian en sentido de exportación 149 GWh.

Conexiones con Francia



El saldo neto de la interconexión de Larrau es de importación, alcanzando 1.328 GWh en agosto.

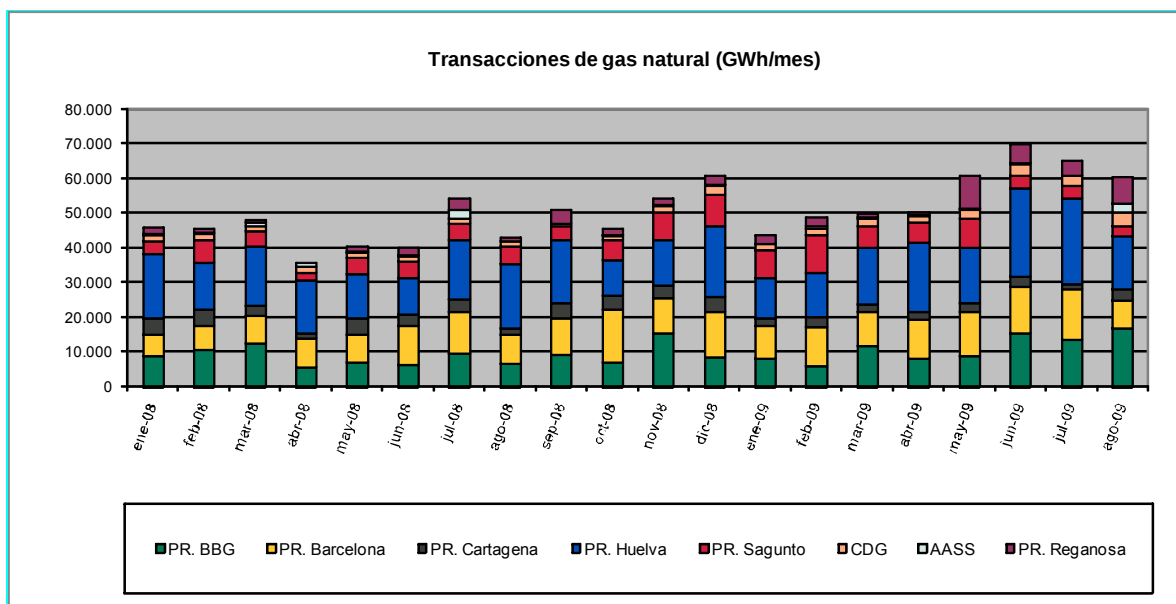
En agosto de 2009, el flujo físico a través de la interconexión de Irún ha sido de exportación, con 57 GWh hacia Francia.

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 25.

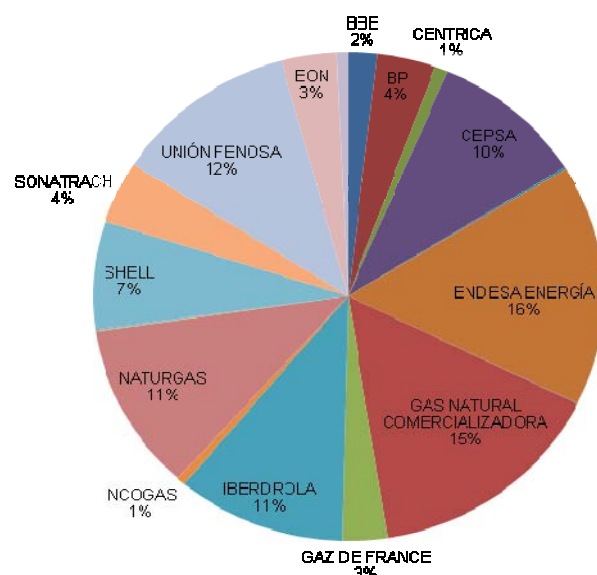


La cantidad total de energía negociada en agosto de 2009 ascendió a 60.562 GWh. El volumen de energía negociado en el mercado es un 94,68% superior a la demanda en dicho mes.

Durante el mes de agosto de 2009 se negoció el 88,7% del volumen de energía en las plantas de regasificación, el 6,6 % en el centro de gravedad, y el 4,7 % en los AASS.

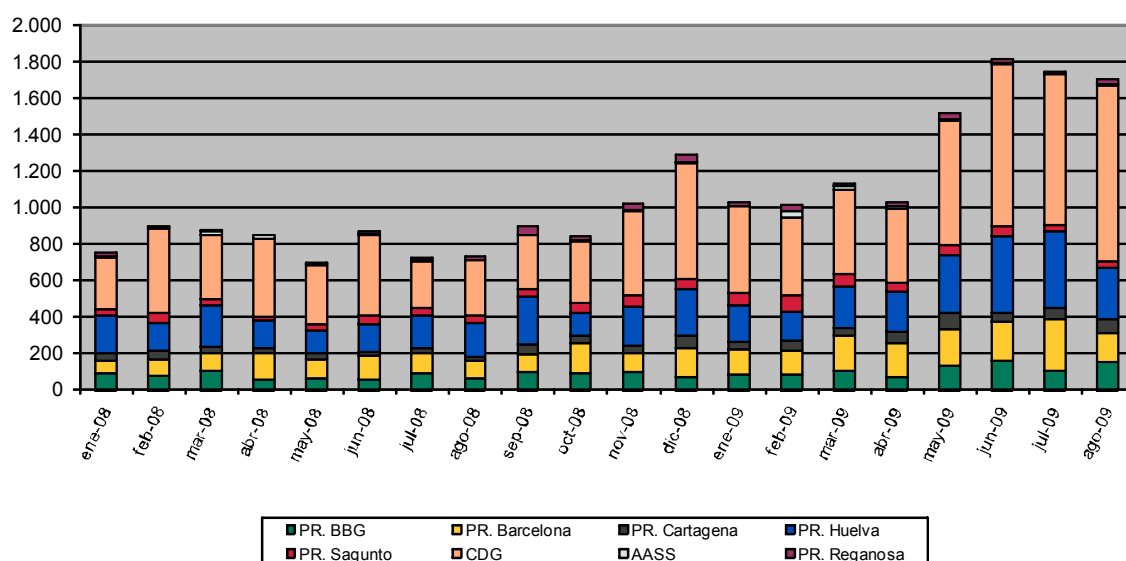
En la siguiente figura se muestra las cuotas por empresas, del volumen de gas negociado en el periodo de enero a agosto de 2009 en el mercado OTC español. Dicho volumen asciende a un total de 450TWh, y corresponde a la suma de la negociación en las plantas de regasificación, centro de gravedad y almacenamientos subterráneos.

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



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

Transacciones de gas natural (nº intercambios/mes)



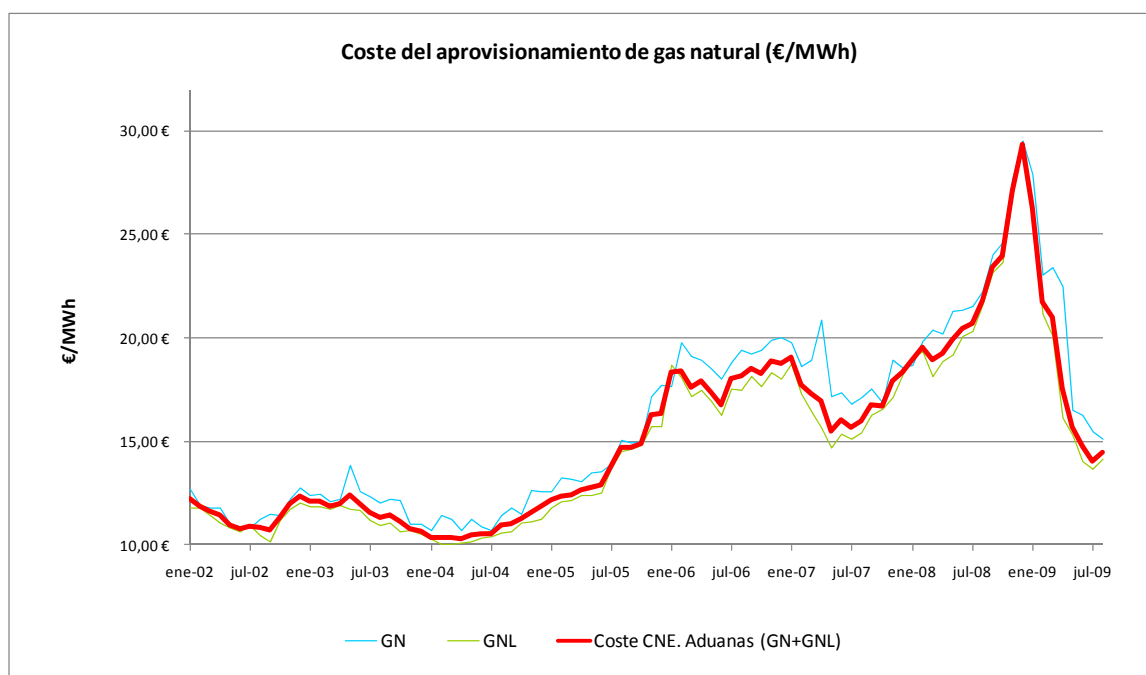
Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

El número de transacciones en el mercado secundario de gas español, en agosto de 2009, ascendió a 1.708 operaciones. Durante el mes de agosto de 2009, el 43% de las operaciones se negociaron en las plantas de regasificación, el 56,6% en el centro de gravedad, y el 0,4% restante en los AASS. El número de comercializadores con licencia asciende a 33.

ÍNDICE DE COSTE DE APROVISIONAMIENTO DE GAS NATURAL EN ESPAÑA

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. Los datos disponibles en la Agencia Tributaria son 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.



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

La gráfica muestra el coste del aprovisionamiento de gas natural en frontera española, elaborado por la CNE a partir de los datos de aduanas que publica la Agencia Tributaria.

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española, que hasta el mes de julio había descendido un 52 % desde los máximos de diciembre de 2008 (29,4 €/MWh), presenta un punto de inflexión marcado por una subida del coste de aprovisionamiento en agosto de 2009. Respecto al valor de julio de 2009 (14,03 €/MWh), el coste del aprovisionamiento es un 3% superior para el mes de agosto de 2009 (14,43 €/MWh), de acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNE. Estos valores contrastan con el precio del gas en los mercados internacionales del Henry Hub y NBP, que en agosto están por debajo de 10 €/MWh. Esta diferencia puede deberse a la indexación con el petróleo de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo para el mercado español.

Dirección de Gas

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
ene-02	12,198	12,708	11,780
feb-02	11,866	11,930	11,810
mar-02	11,588	11,811	11,408
abr-02	11,406	11,774	11,058
may-02	10,911	11,014	10,819
jun-02	10,759	10,906	10,626
jul-02	10,883	10,833	10,924
ago-02	10,812	11,216	10,461
sep-02	10,684	11,496	10,182
oct-02	11,274	11,391	11,192
nov-02	11,945	12,228	11,750
dic-02	12,316	12,754	12,028
ene-03	12,081	12,407	11,865
feb-03	12,078	12,427	11,863
mar-03	11,845	12,057	11,746
abr-03	11,994	12,191	11,904
may-03	12,369	13,833	11,708
jun-03	11,961	12,577	11,664
jul-03	11,535	12,320	11,178
ago-03	11,286	12,004	10,927
sep-03	11,420	12,193	11,071
oct-03	11,115	12,164	10,608
nov-03	10,785	10,985	10,709
dic-03	10,616	10,975	10,507
ene-04	10,359	10,700	10,248
feb-04	10,341	11,444	10,032
mar-04	10,335	11,229	10,055
abr-04	10,271	10,695	10,087
may-04	10,434	11,233	10,149
jun-04	10,492	10,849	10,325
jul-04	10,510	10,724	10,393
ago-04	10,924	11,422	10,582
sep-04	11,007	11,797	10,646
oct-04	11,230	11,488	11,087
nov-04	11,571	12,610	11,117
dic-04	11,844	12,539	11,269
ene-05	12,146	12,561	11,781
feb-05	12,329	13,209	12,071
mar-05	12,401	13,149	12,139
abr-05	12,627	13,071	12,404
may-05	12,757	13,481	12,392
jun-05	12,851	13,520	12,483
jul-05	13,761	13,883	13,698
ago-05	14,712	15,048	14,528
sep-05	14,699	14,911	14,602
oct-05	14,879	14,960	14,828

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
nov-05	16,258	17,126	15,739
dic-05	16,314	17,713	15,709
ene-06	18,303	17,655	18,672
feb-06	18,371	19,756	18,078
mar-06	17,589	19,073	17,142
abr-06	17,888	18,910	17,497
may-06	17,337	18,489	16,939
jun-06	16,784	18,017	16,268
jul-06	18,017	18,770	17,534
ago-06	18,125	19,364	17,456
sep-06	18,520	19,226	18,122
oct-06	18,293	19,375	17,666
nov-06	18,895	19,871	18,297
dic-06	18,760	20,011	18,033
ene-07	19,088	19,751	18,730
feb-07	17,748	18,574	17,296
mar-07	17,275	18,890	16,465
abr-07	16,920	20,841	15,649
may-07	15,501	17,164	14,701
jun-07	16,042	17,306	15,369
jul-07	15,647	16,811	15,092
ago-07	15,999	17,070	15,389
sep-07	16,742	17,543	16,265
oct-07	16,669	16,868	16,579
nov-07	17,884	18,878	17,126
dic-07	18,304	18,549	18,177
ene-08	18,935	18,660	19,042
feb-08	19,517	19,827	19,362
mar-08	18,966	20,347	18,144
abr-08	19,239	20,160	18,832
may-08	19,896	21,284	19,159
jun-08	20,458	21,302	20,060
jul-08	20,717	21,529	20,306
ago-08	21,815	22,228	21,573
sep-08	23,409	23,966	23,159
oct-08	23,990	24,591	23,666
nov-08	27,108	27,666	26,876
dic-08	29,366	29,468	29,324
ene-09	26,292	27,827	25,842
feb-09	21,756	23,029	21,177
mar-09	20,981	23,386	20,082
abr-09	17,541	22,440	16,151
may-09	15,670	16,500	15,290
jun-09	14,734	16,259	14,017
jul-09	14,033	15,465	13,638
ago-09	14,431	15,118	14,139

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.

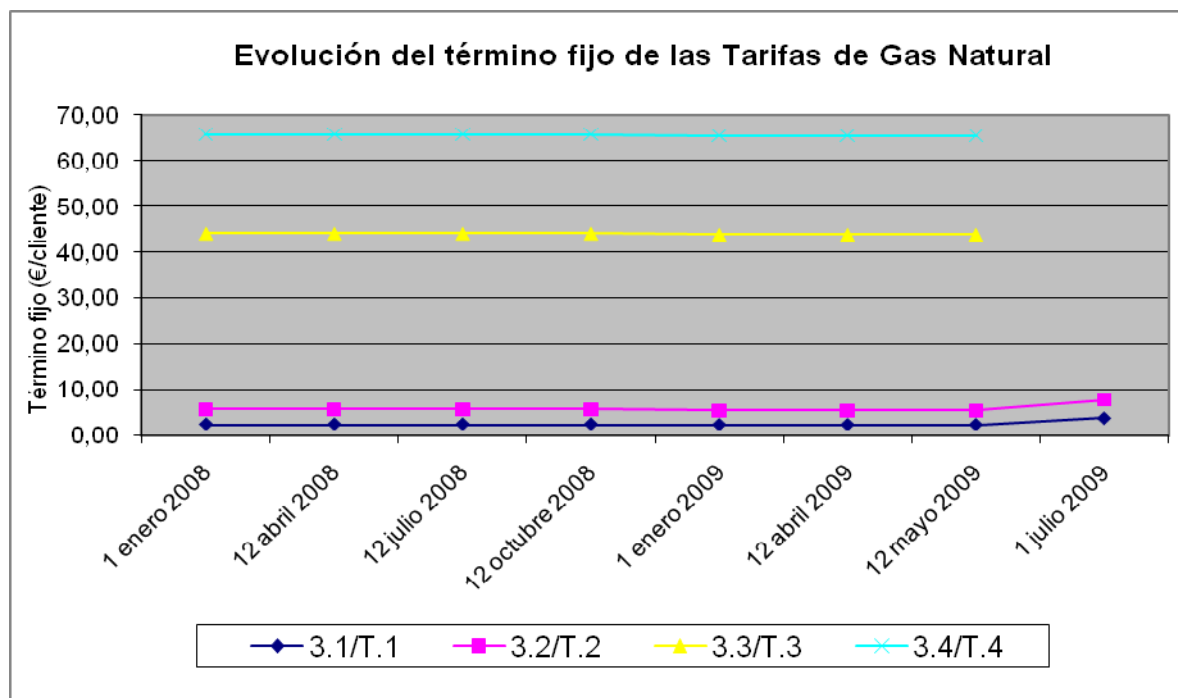
En sustitución a ésta, se crea la **tarifa de último recurso**. A partir del 1 de julio de 2009, los consumidores que pueden acogerse a la tarifa de último recurso son aquellos conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 GWh.

La Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso, determina que el término variable de la TUR se actualiza con carácter trimestral, desde el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima, calculado según lo dispuesto en la orden, experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento.

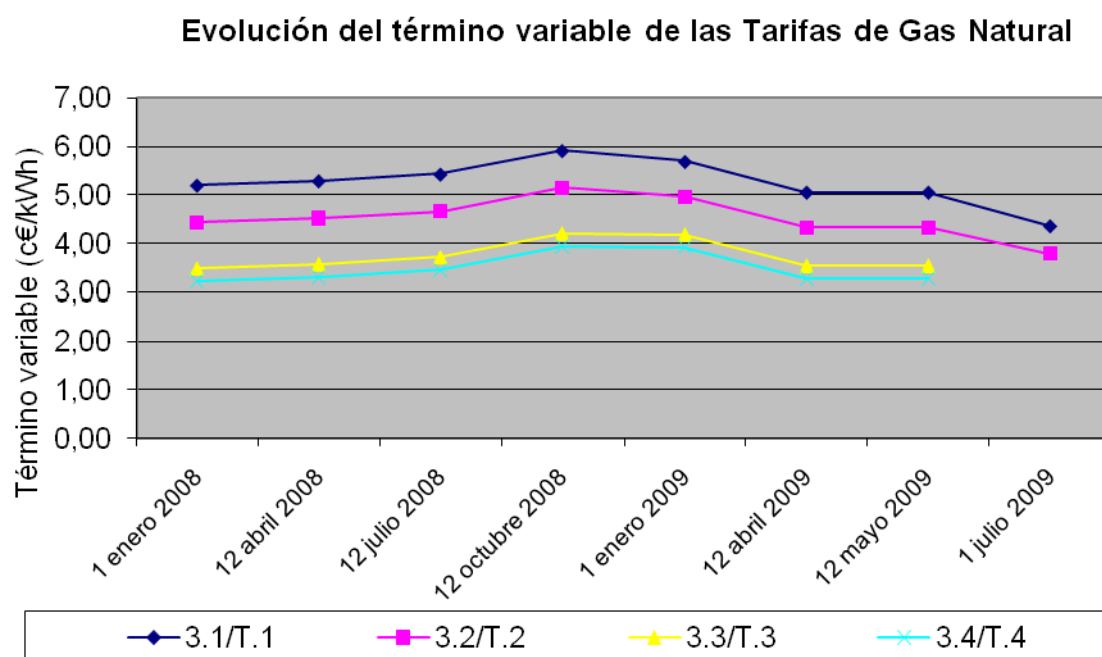
Las tarifas de último recurso (TUR) vigentes el tercer trimestre de 2009, de acuerdo con la Orden ITC/1660/2009, son las siguientes (IVA no incluido):

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 fijo de las Tarifas



Evolución del término variable de las Tarifas

De acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, el coste del gas que se utiliza para el cálculo de las tarifas de último recurso se calcula en base a dos componentes:

- Coste de aprovisionamiento de gas de invierno, que es el resultado de ponderar un 30 % el precio resultante de la subasta de este producto celebrada el 16 de junio de 2009 (19,77 €/kW) y en un 70 % la cotización del gas en el mercados de futuros NBP y Henry Hub con entrega entre noviembre de 2009 y marzo de 2010.
- Coste de aprovisionamiento de gas de base, que es el resultado de ponderar un 30 % el precio resultante de la subasta de este producto, y en un 70 % el precio de referencia del gas de base, que se calcula mediante una fórmula referenciada a la cotización del Brent y el tipo de cambio €/€.

El resultado de estas fórmulas para el tercer trimestre de 2009, incluidos los componentes por mermas y primas de riesgo, proporciona un precio de gas para el cálculo de las tarifas TUR de 17,56 €/MWh.

TARIFAS DE SUMINISTRO DE GLP POR CANALIZACIÓN

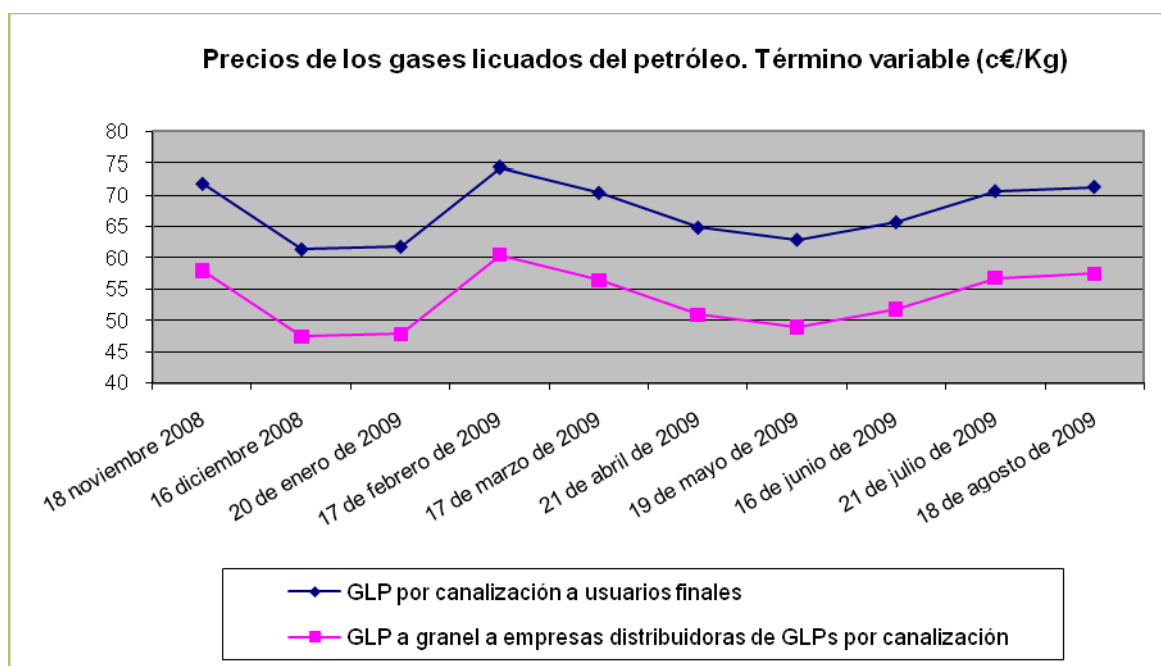
Tarifas de suministro de GLP por canalización vigentes desde el 18 de agosto de 2009

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 5 de agosto 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 18 de agosto 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	71,2505
GLP a granel a empresas distribuidoras de GLPs por canalización	-	57,4546

Precios de venta de los GLP por canalización vigentes a partir del 18 de agosto 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 atraviere 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 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.