



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas

INFORME MENSUAL DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MAYORISTA DE GAS

Septiembre 2010



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. SEPTIEMBRE 2010

La demanda de gas en España en 2010 se mantiene por debajo de la de 2009

La demanda acumulada del año a 30 de septiembre de 2010, registra una disminución del 1,6%, situándose en 291,2 TWh.

El cómputo de la demanda de gas del mercado nacional correspondiente al mes de septiembre de 2010 presenta un descenso de un 3,9% respecto del mismo mes del año pasado, situándose en 31,13 TWh, a pesar de que la demanda convencional ha aumentado un 5,6% y como consecuencia de que las entregas de gas para generación eléctrica han descendido un 14,2%, debido en gran parte a la mayor generación hidráulica, con carbón y nuclear. La demanda total para generación eléctrica fue de 13,31 TWh, representando el 34,9% de la demanda total de gas.

Evolución de los precios internacionales de gas en el mes de septiembre

A lo largo del mes de septiembre los precios en el Henry Hub se han mantenido por debajo de los 4 \$/MMBtu, marcando un mínimo de 3,73 \$/MMBtu (9,93 €/MWh) el día 1 de septiembre.

El precio del gas en el mercado spot del Reino Unido, que parecía haber empezado a recuperarse en los últimos meses alcanzando el NBP los 20,62 €/MWh el 9 de julio, experimentó en agosto una nueva bajada de precios que se repite en el mes de septiembre, marcando precios por debajo de 14 €/MWh. La diferencia entre el precio del gas en el NBP respecto del Henry Hub disminuye ligeramente, pero aún se mantiene en torno a los 6-7 €/MWh. La entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación en el Reino Unido hace que las importaciones de GNL en el Reino Unido en lo que va de año se hayan duplicado respecto al mismo periodo de 2009.

Por el contrario, el coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española presenta una subida continuada desde hace más de un año. Respecto al valor de julio de 2009 (14,03 €/MWh), el coste del aprovisionamiento es un 38% superior para el mes de septiembre de 2010 (19,43 €/MWh), de acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNE.

	Agosto 2010	Septiembre 2010	Diferencia
Petróleo Brent	34,95 €/MWh	34,86 €/MWh	-0,28%
Gas Natural - Henry Hub (USA)	11,40 €/MWh	10,15 €/MWh	-10,96%
Gas Natural - NBP (Reino Unido)	17,63 €/MWh	16,60 €/MWh	-5,85%
Gas Natural - Aduana española	19,05 €/MWh	19,43 €/MWh	+1,95%

Resumen de precios medio mensuales de los mercados spot de petróleo y gas natural

Por otra parte, de acuerdo con diversas fuentes de mercado, los precios de gas en los mercados spot europeos se mantienen por debajo de los precios de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo indexados al petróleo.

ENDESA vende a Goldman Sachs sus activos de transporte y distribución de gas en España, agrupados en Endesa Gas

ENDESA ha acordado la venta de una participación del 80% de Endesa Gas, sociedad que integra la mayor parte de sus activos de transporte y distribución de gas, a dos fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs. ENDESA mantiene una opción de compra sobre la participación vendida, ejecutable entre el quinto y séptimo año de la operación.

Con carácter previo, el pasado 5 de julio de 2010, GAS NATURAL FENOSA había alcanzado un acuerdo para la venta de su participación del 35 % en GAS ARAGÓN, a ENDESA GAS. La eficacia de la compraventa quedaba sujeta a que el Grupo Endesa acordara con un tercero la transmisión de una participación mayoritaria en ENDESA GAS.

Los activos objeto de la transacción representan aproximadamente 3.800 km de red de distribución, 600 km de red de transporte y 355.000 puntos de suministro con un consumo anual de 7.500 GWh.

La operación supone una valoración de los activos de transporte y distribución de gas de 1.000 millones de euros aproximadamente.

La operación se hará efectiva una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia.

GDF Suez ha vendido su 5,01% en Gas Natural Fenosa por 540 millones de euros

Gaz de France (GDF) Suez ha vendido sus 46,1 millones de acciones de Gas Natural Fenosa, que suponían una participación del 5,01 % en la empresa, por un total de 540 millones de euros. Tras esta operación, GDF SUEZ ha dejado de ser accionista de Gas Natural Fenosa.

Según el comunicado de prensa emitido por GDF Suez, esta venta de acciones es parte de la estrategia de optimización de los recursos financieros del grupo.

Repsol vende su participación en BBG al resto de socios de la planta (ENAGAS, EVE y RREFF)

El pasado 3 de septiembre Enagás ha firmado un contrato mediante el cual compra a Repsol el 15% de la Planta de Regasificación Bahía de Bizkaia Gas (BBG) por un valor, incluyendo la deuda, de 40 millones de euros.

La Junta General de accionistas de Bahía de Bizkaia Gas, en su reunión extraordinaria celebrada el 27 de julio de 2010, había acordado por unanimidad otorgar su consentimiento a la transmisión por parte de Repsol de su participación del 25% en la sociedad al resto de los socios.

Dicha participación fue adquirida en un 15% por Enagás, un 5% por el fondo RREFF y otro 5% por el Ente Vasco de Energía (EVE).

Una vez materializada la transmisión y tras la obtención de las correspondientes autorizaciones administrativas, la estructura accionarial de BBG quedará configurada con Enagás como socio mayoritario con un 40%, y EVE y RREFF con un 30% del capital social cada uno.



El 30 de septiembre de 2010, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de la Energía aprobó la autorización a Enagás para la adquisición de las participaciones sociales de Repsol YPF en la compañía Bahía de Bizkaia Gas (BBG), representativas del 15% de su capital social.



Comisión
Nacional
de Energía

Supervisión del mercado mayorista de gas
Septiembre de 2010

SUPERVISIÓN DEL MERCADO INTERNACIONAL DE GAS

Se recupera la demanda de gas en Europa en el primer semestre de 2010

De acuerdo con la asociación de transportistas de gas europeos (EUROGAS), la demanda de gas en Europa ha crecido un 12% en el primer semestre de 2010. La causa principal del incremento es el tiempo frío, que estimuló el crecimiento de la demanda del sector doméstico y comercial. Además, también se observan crecimiento moderados en los sectores intensivos en energía, como la industria química y el acero, así como un mayor uso de la generación a gas, impulsada por la mayor competitividad de los precios de gas.

Las previsiones de EUROGAS para el conjunto de 2010 suponen un crecimiento de la demanda de gas entre el 6 y el 8 %, compensando así la caída experimentada en el año 2009.

La Comisión Europea llega a un acuerdo con ENI que obliga a ENI a vender sus participaciones en 3 gasoductos de tránsito de gas en Europa

El 6 de marzo de 2009, la Comisión adoptó un pliego de cargos de conformidad respecto de unas supuestas infracciones por parte de la empresa italiana ENI. Según el pliego de cargos, ENI es un operador dominante en los mercados de transporte de gas natural a Italia y en Italia, así como en los mercados posteriores de suministro de gas.

El pliego de cargos expresó la preocupación de la Comisión de que ENI pudiera haber abusado de su posición dominante, al negarse a suministrar capacidad de transporte en sus conducciones de gas natural.

Con objeto de responder a las inquietudes de la Comisión con respecto a la competencia, ENI ofreció una serie de compromisos con arreglo al artículo 9 del Reglamento (CE) nº 1/2003, que la Comisión Europea ha convertido en obligatorios poniendo fin a la investigación y que incluyen la venta de su participación en tres gasoductos de transporte de gas de Rusia y del norte de Europa:

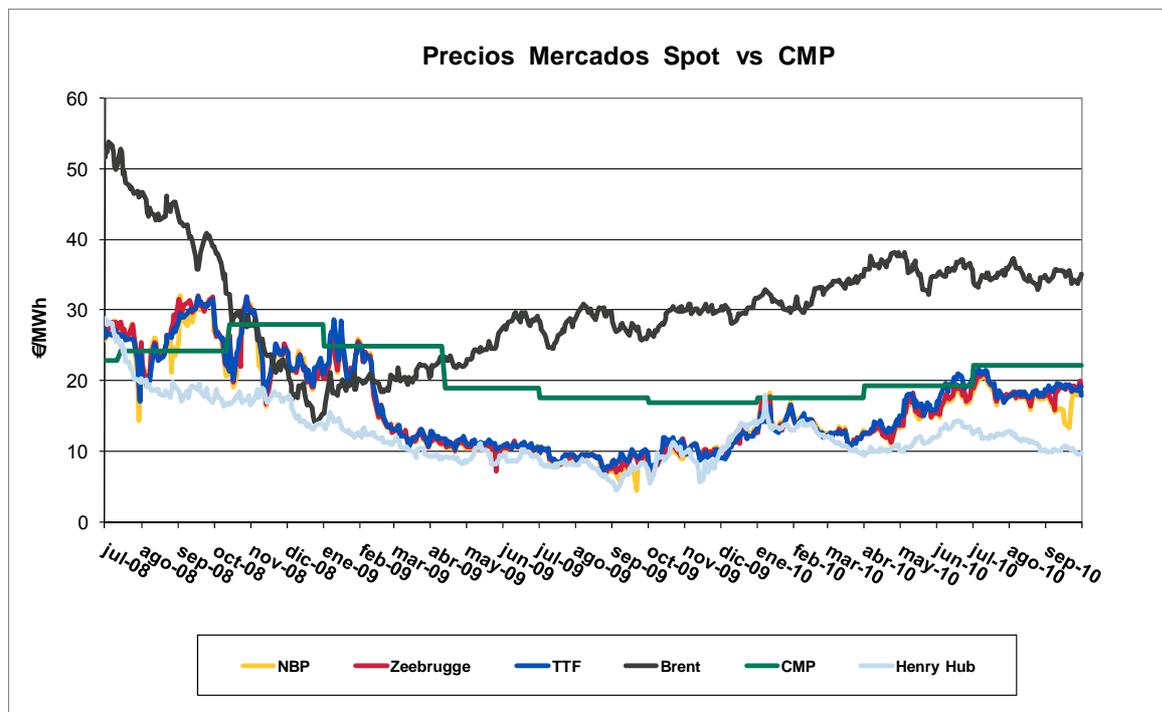
- El gasoducto TENP (Trans Europa Naturgas Pipeline), que lleva gas de Holanda a Italia atravesando Alemania;
- El gasoducto Transitgas, que une Italia con la red de gas francesa a través de Suiza.
- El gasoducto TAG (Trans Austria Gasleitung), que transporta gas ruso a Italia, Eslovenia, Croacia y a las regiones del sur de Austria. En este último caso, el acuerdo recoge el compromiso de su venta a una empresa controlada por el Estado Italiano, por las razones de interés público alegadas por Italia.

Gas natural Fenosa reserva capacidad de regasificación en Panigaglia (Italia)

GAS NATURAL FENOSA venderá 0,5 bcm de GNL propio en Italia, para lo que ha obtenido la correspondiente capacidad de regasificación en la planta de regasificación de Panigaglia (La Spezia) para el año 2010-2011.

GAS NATURAL FENOSA tiene en Italia 414.000 clientes de gas, en 187 municipios de 7 regiones del centro y sur de Italia y una red de distribución de más de 5.600 kilómetros.

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

La evolución de los precios del gas y del petróleo en EEUU y en los mercados spot europeos muestra una tendencia divergente desde enero de 2009, debido principalmente al incremento de la producción de gas no convencional en EEUU. En Europa, la crisis económica y financiera, que empezó a mediados de 2008, ha deprimido de manera significativa la demanda de gas. Por otra parte, entre 2009 y 2010 se está poniendo en marcha una cantidad muy relevante de nuevas plantas de licuación, lo que supone una mayor disponibilidad de GNL en el mercado mundial.

En Estados Unidos, a lo largo del mes de septiembre los precios en el Henry Hub se han mantenido por debajo de los 4 \$/MMBtu, marcando un mínimo de 3,73 \$/MMBtu (9,93 €/MWh) el día 1 de septiembre.

El precio del barril de Brent se mantiene en torno a los valores del mes anterior situando la cotización máxima del mes en 80,96 \$/Barril (35,19 €/MWh) el día 30 de septiembre de 2010, casi el doble de los precios de enero de 2009.



El mercado de futuros NYMEX predice una bajada en los precios del gas con el contrato para julio de 2011 cotizando a 4,53 \$/MMBtu, frente a los 6,11 \$/MMBtu que cotizaba en enero de 2010.

El euro vuelve cotizar al alza por tercer mes consecutivo, presentando una tasa de cambio de 1,3067 \$/€ en septiembre de 2010. Sin embargo, la caída acumulada desde los 1,4614 \$/€ en diciembre del 2009 es de un 10,58 %. La debilidad del euro es la causante del repunte de precios que se observa en la gráfica comparativa, que muestra todos los precios convertidos a euros.

El precio del gas en el mercado spot del Reino Unido, que parecía haber empezado a recuperarse en los últimos meses alcanzando el NBP los 20,62 €/MWh el 9 de julio, experimentó en agosto una nueva bajada de precios que se repite en el mes de septiembre, marcando precios por debajo de 14 €/MWh. La diferencia entre el precio del gas en el NBP respecto del Henry Hub disminuye ligeramente, pero aún se mantiene en torno a los 6-7 €/MWh. La entrada en funcionamiento de nuevas plantas de regasificación en el Reino Unido hace que las importaciones de GNL en el Reino Unido en lo que va de año se hayan duplicado respecto al mismo periodo de 2009.

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.

De acuerdo con diversas fuentes de mercado, los precios de gas en los mercados spot europeos tienen un descuento del 25% sobre los precios de los contratos de aprovisionamiento a largo plazo indexados al petróleo.

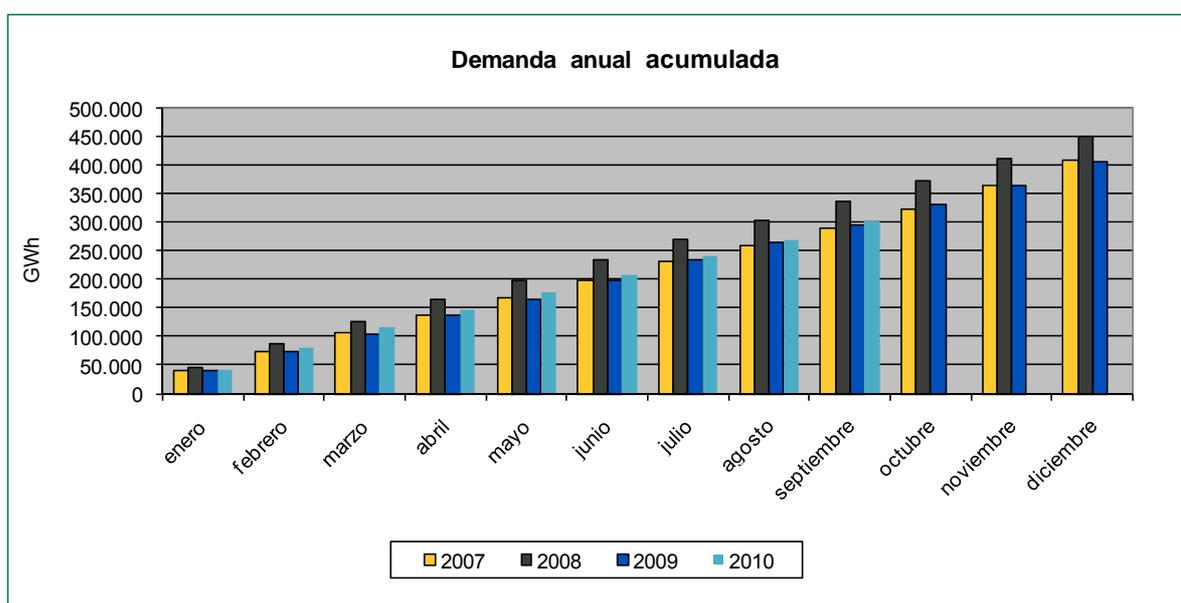
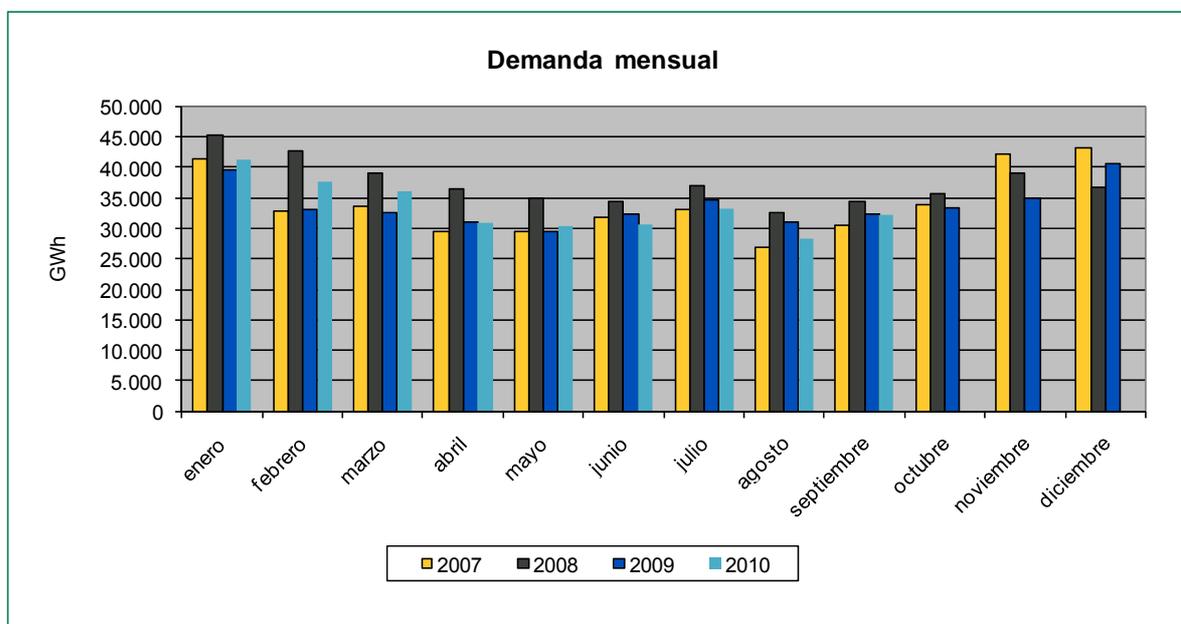


Comisión
Nacional
de Energía

Supervisión del mercado mayorista de gas
Septiembre de 2010

SUPERVISIÓN DEL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA

DEMANDA DE GAS

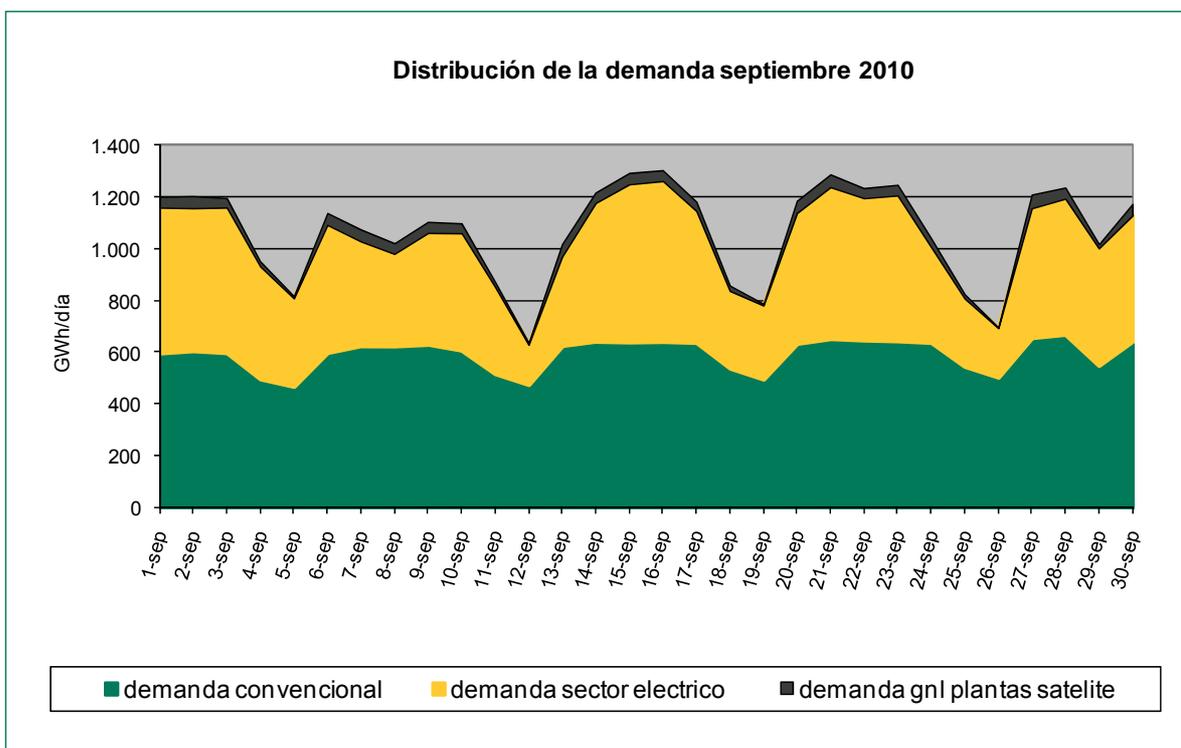
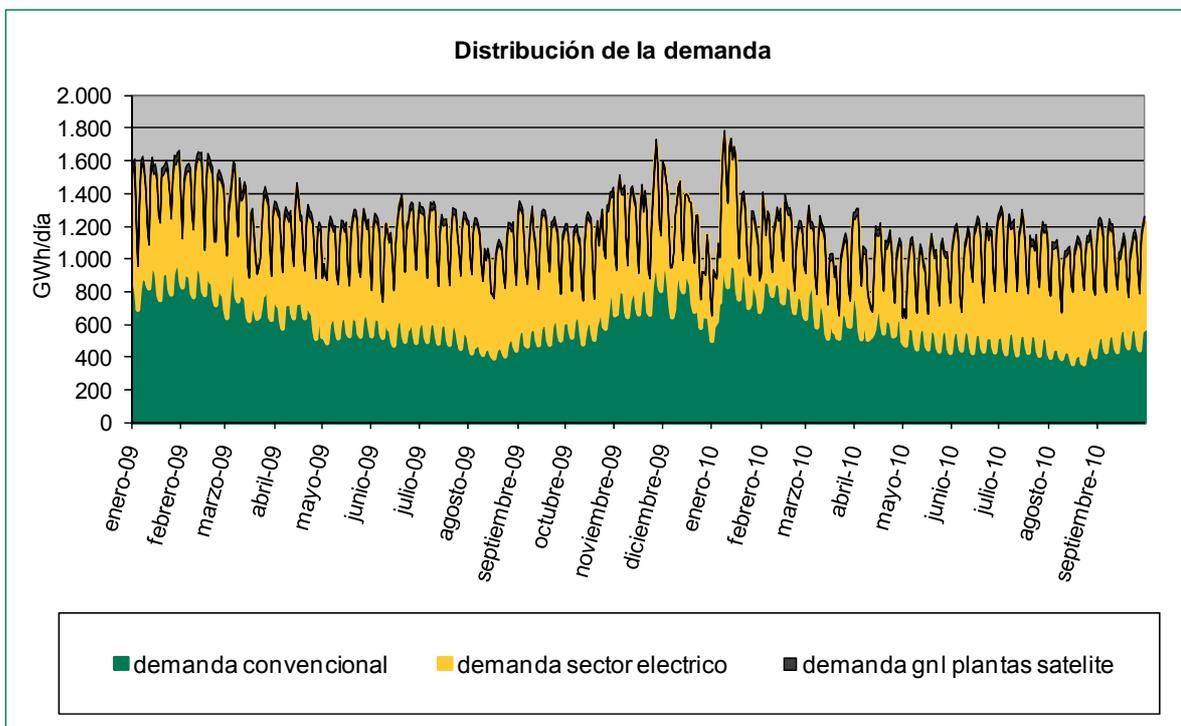
**Evolución de la demanda de gas en España.**

La demanda acumulada del año a 30 de septiembre de 2010, registra una disminución del 1,6%, situándose en 291,2 TWh. El cómputo total de demanda de gas del mercado nacional en septiembre de 2010 presenta un descenso de un 3,9% respecto del mismo mes del año pasado, situándose en 31,13 TWh, a pesar de que la demanda convencional ha aumentado un 5,6% y debido a que las entregas de gas para generación eléctrica han descendido un 14,2%.

Los factores que provocan estas variaciones son los siguientes:

- Mayor generación hidráulica, como consecuencia de las elevadas reservas hidráulicas.

- Aumento de la generación con carbón.
- Descenso de los regímenes especiales.
- Los ciclos combinados ocupan el 67% del hueco térmico.





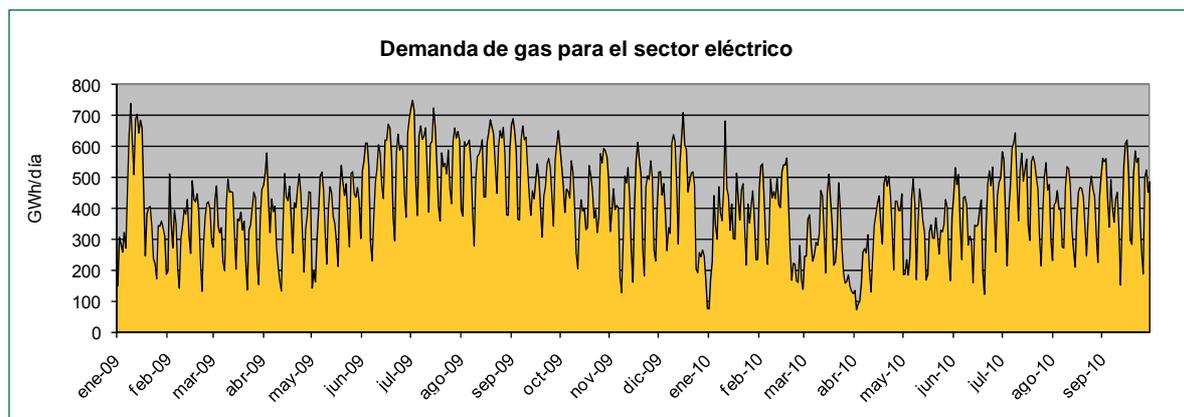
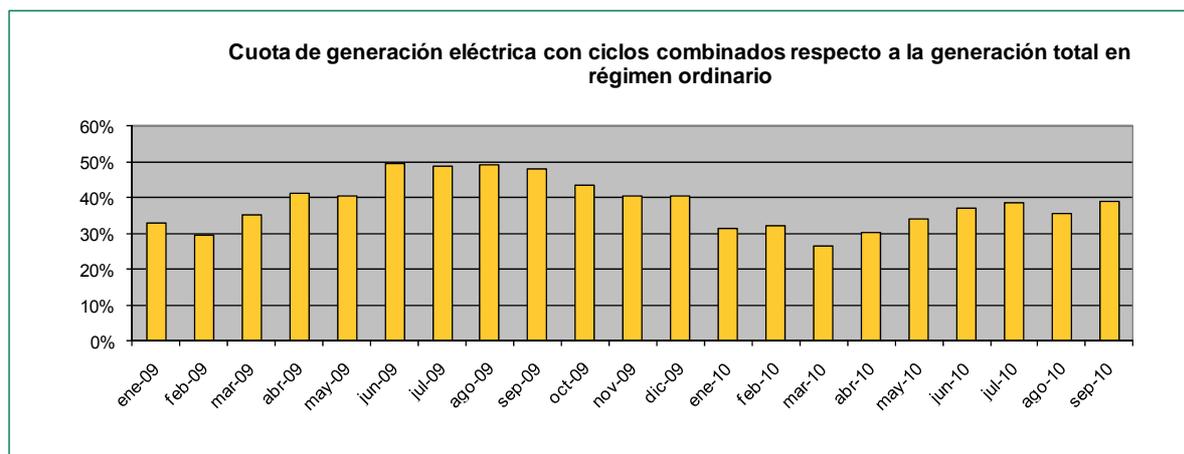
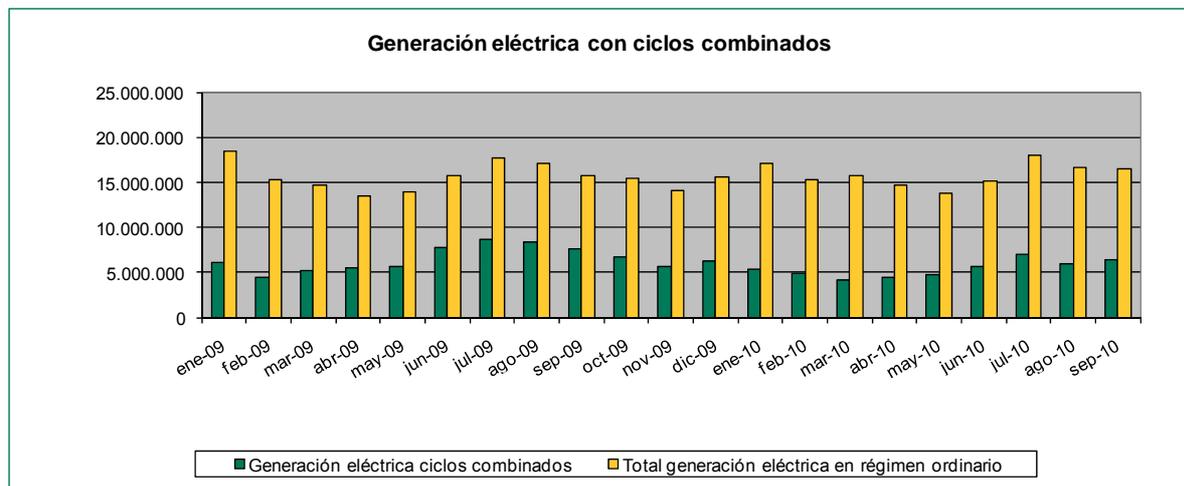
DEMANDA DE GAS POR MERCADOS

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.

En septiembre de 2010 la demanda del mercado de gas fue de 31,13 TWh. La demanda total para generación eléctrica fue de 13,31 TWh, representando el 34,9 % de la demanda total de gas.

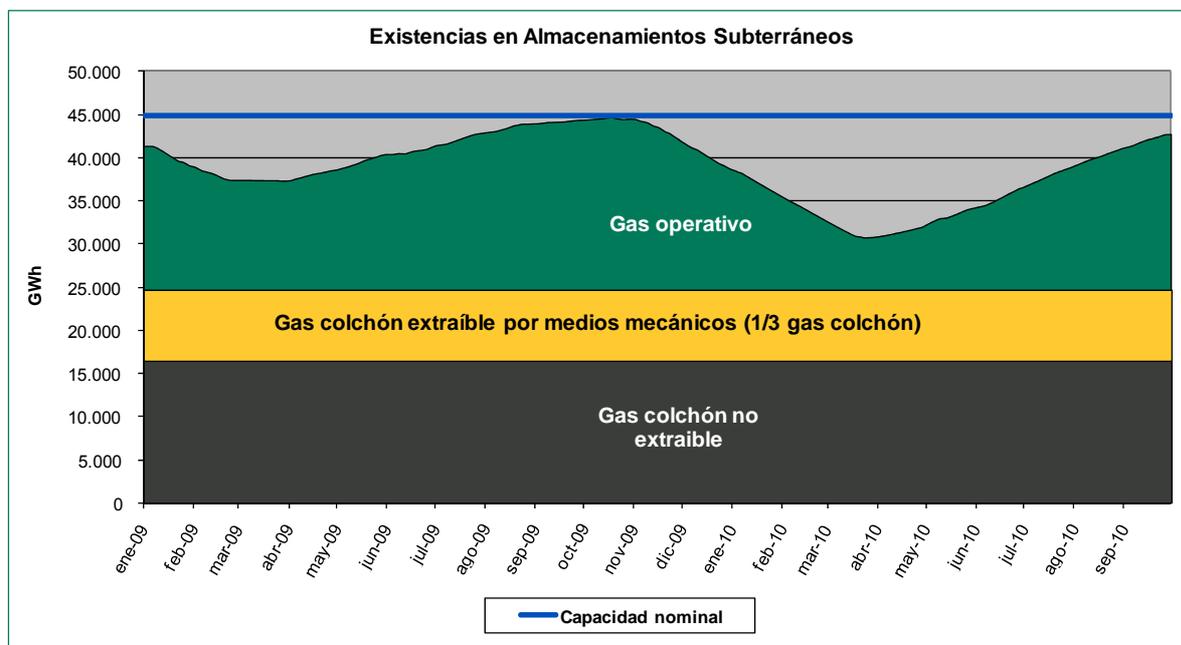
DEMANDA DE GAS PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA



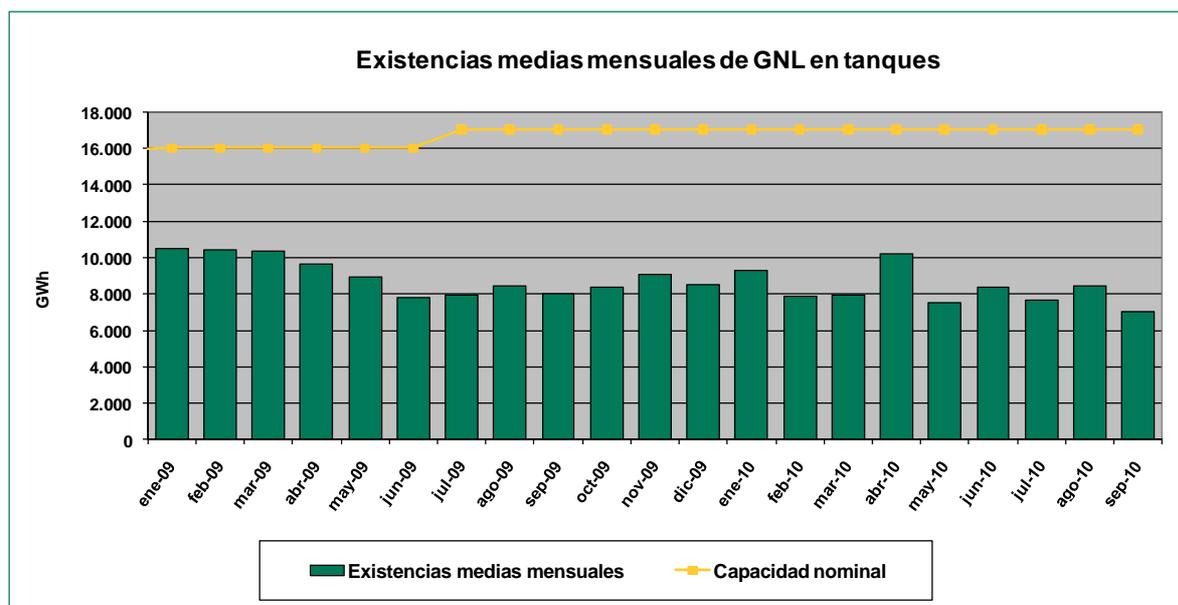
En septiembre de 2010, la cuota de generación en régimen ordinario de los ciclos combinados en el sistema eléctrico español se situó en el 36,2%.

La demanda de gas para el sector eléctrico disminuyó un 14,2% en septiembre de 2010 respecto al mismo mes del año anterior, debido principalmente al aumento de la generación hidráulica, generación con carbón y generación nuclear.

NIVELES DE EXISTENCIAS DE GAS



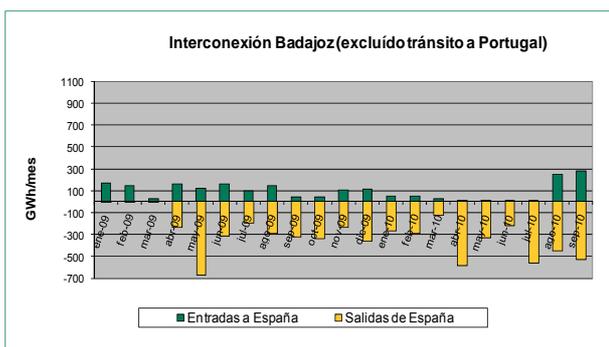
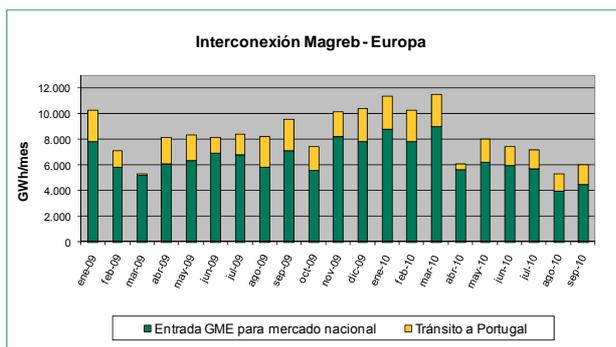
A finales de marzo se iniciaron las operaciones de inyección, que han continuado en los meses siguientes con el objetivo de tener llenos los almacenamientos al inicio del invierno. A 30 de septiembre de 2010, los AASS se encuentran al 92% de su capacidad de llenado, un 4% menos que en la misma fecha del año anterior.



A 30 de septiembre de 2010, las existencias de GNL en tanques son del 49% de la capacidad nominal total de las plantas, con una media mensual del 43%.

FUNCIONAMIENTO DE LAS INTERCONEXIONES Y TRÁNSITO INTERNACIONAL

Conexiones con el Magreb y Portugal

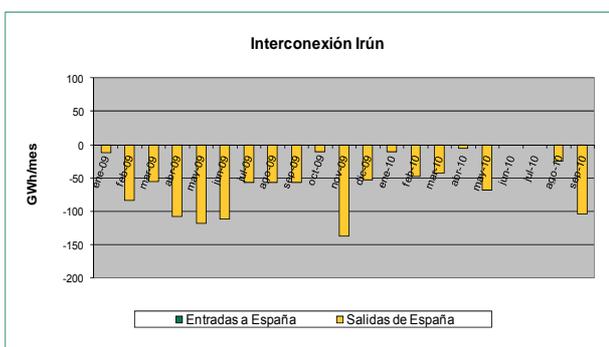
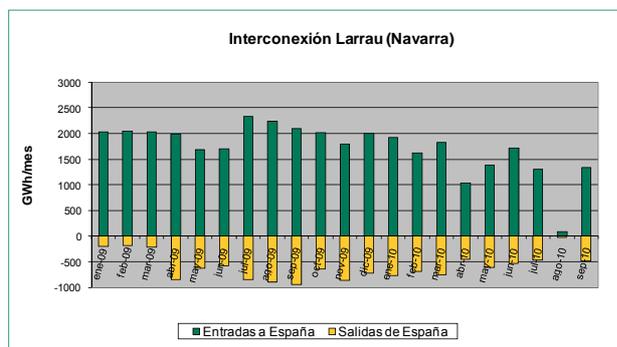


En septiembre de 2010 las entradas de gas argelino por Tarifa para el mercado nacional han sido de 4.466 GWh, lo que supone una disminución del 37,2% respecto al mismo mes del año anterior.

El tránsito de gas argelino hacia Portugal en septiembre de 2010 ha sido de 1.557 GWh, cantidad un 36,7% inferior a la del mismo mes del año anterior.

Por otra parte, en sentido de exportación, se han negociado un saldo neto de 255 GWh en la interconexión de Badajoz y 15 GWh en la interconexión de Tuy.

Conexiones con Francia



El saldo neto de la interconexión de Larrau es de importación, alcanzando 842 GWh en septiembre.

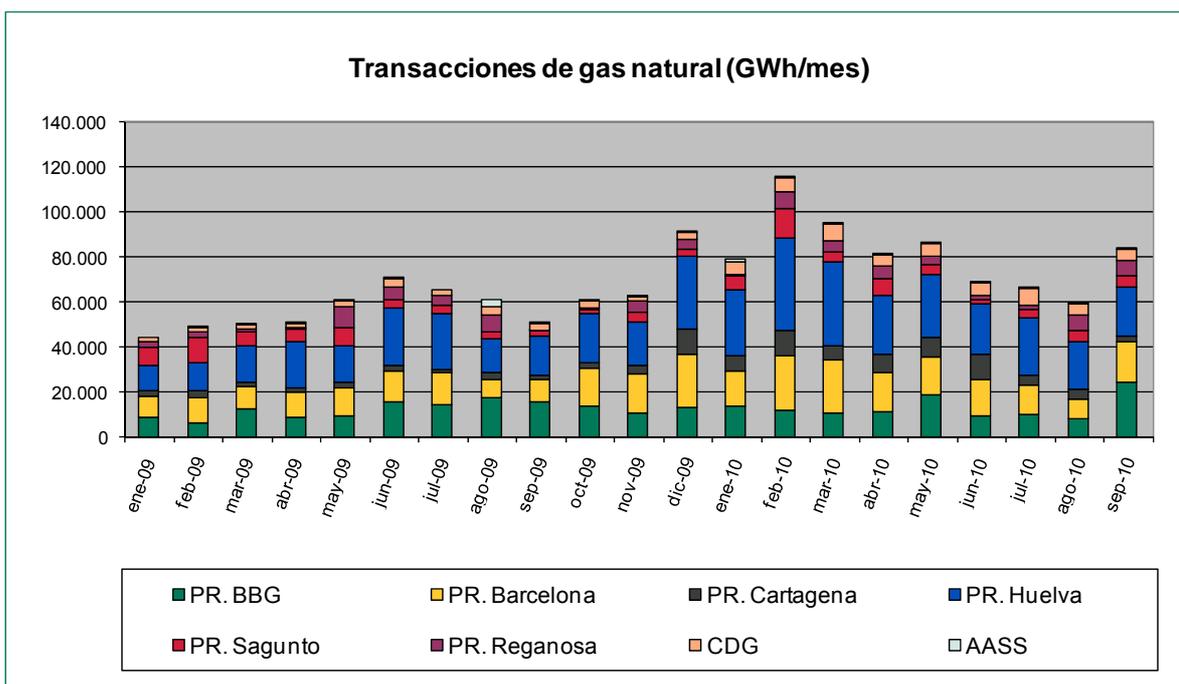
En septiembre de 2010, el flujo físico a través de la interconexión de Irún ha sido de 104 GWh, en sentido de exportación.

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 realizar la compraventa del 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 operado 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 OTC en 2010 es de 36.



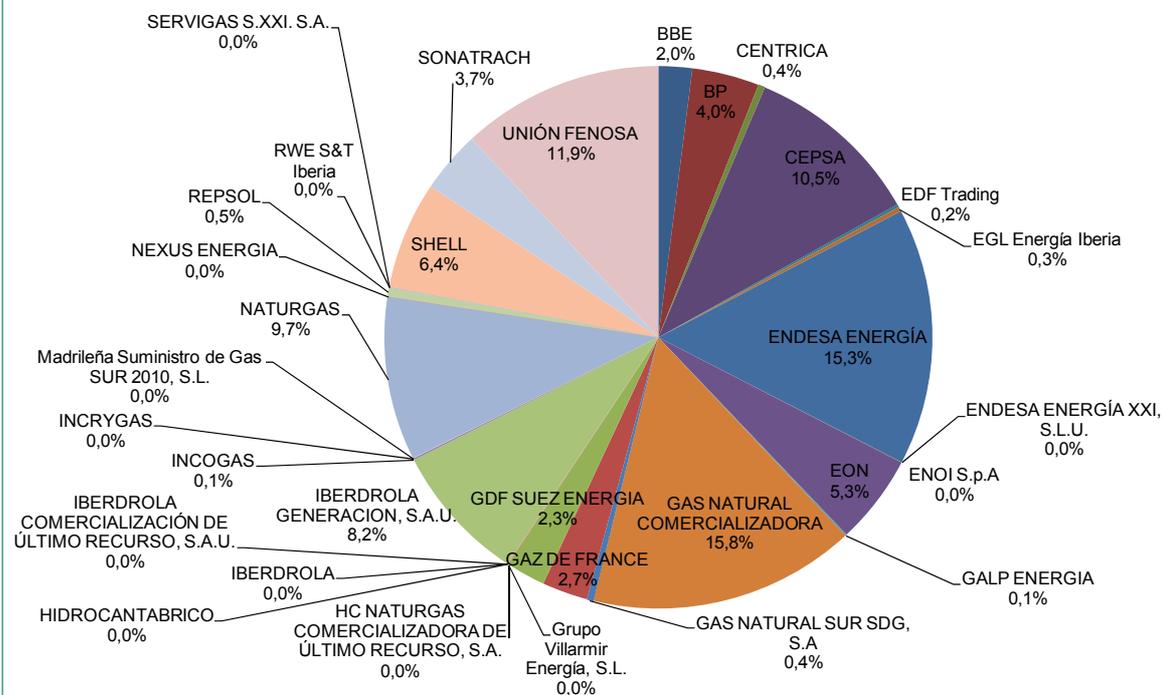
Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

La cantidad total de energía negociada en septiembre de 2010 ascendió a 83.754 GWh. El volumen de energía negociado en el mercado es un 269% superior a la demanda en dicho mes.

Durante el mes de septiembre de 2010 se negoció el 93,2% del volumen de energía en las plantas de regasificación, el 6,3 % en el centro de gravedad, y el 0,5 %, en los AASS.

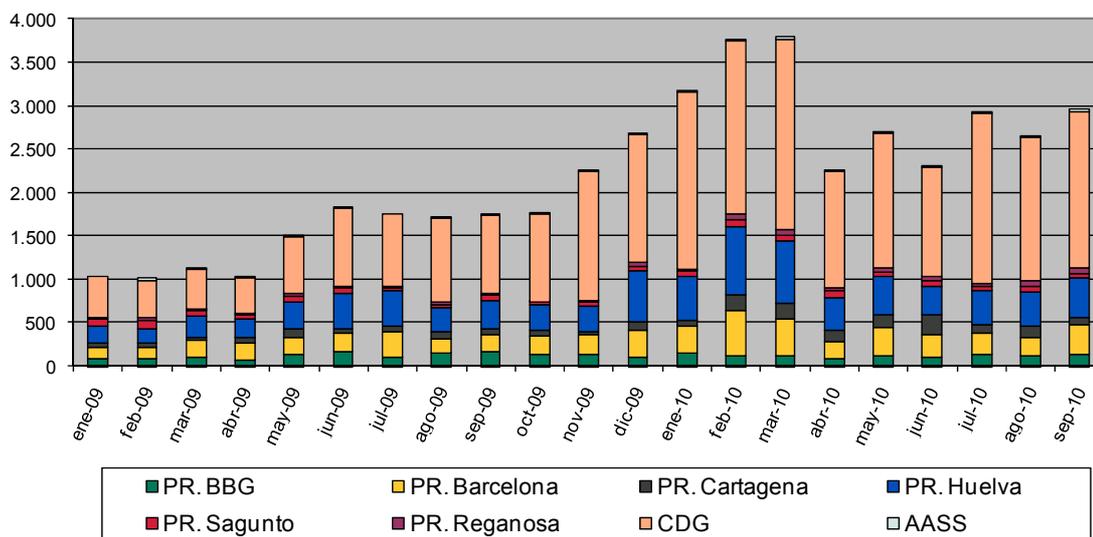
En la siguiente figura se muestra las cuotas por empresas, del volumen de gas negociado en lo que va de año 2010 en el mercado OTC español. Dicho volumen asciende a un total de 734,7 TWh, y corresponde a la suma de la negociación en las plantas de regasificación, centro de gravedad y almacenamientos subterráneos.

Cuotas de compra en el mercado OTC. Enero-septiembre 2010



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

Transacciones de gas natural (nº operaciones/mes)



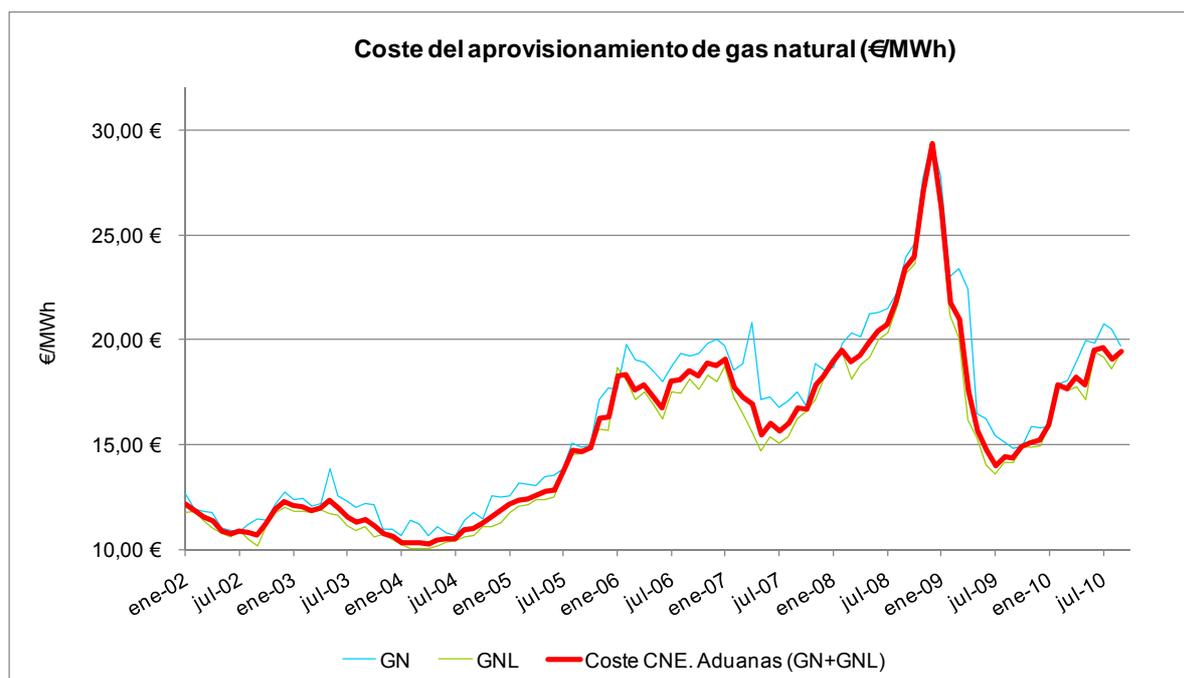
Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

El número de transacciones en el mercado secundario de gas español, en septiembre de 2010, ascendió a 2.956 operaciones. Durante el mes de septiembre de 2010, el 38,1% de las operaciones se negociaron en las plantas de regasificación, el 61,2% en el centro de gravedad, y el 0,7% restante en los AASS.

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.



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 de 2009 había descendido un 52 % desde los máximos de diciembre de 2008 (29,4 €/MWh), presenta un punto de inflexión marcado por una subida continuada del coste de aprovisionamiento. Respecto al valor de julio de 2009 (14,03 €/MWh), el coste del aprovisionamiento es un 38% superior para el mes de septiembre de 2010 (19,43 €/MWh), de acuerdo con los datos de aduanas procesados por la CNE. Este valor contrasta con el precio del gas promediado para el mismo mes en el NBP (16,60 €/MWh) y en el Henry Hub para el mismo mes, que ha promediado un valor de 10,15 €/MWh (por debajo de 4 \$/MMBtu).

Supervisión del mercado mayorista de gas Septiembre de 2010

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
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
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

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
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
sep-09	14,377	14,832	14,184
oct-09	14,915	14,925	14,910
nov-09	15,123	15,873	14,893
dic-09	15,247	15,818	14,980
ene-10	15,957	15,848	16,011
feb-10	17,844	17,890	17,819
mar-10	17,698	18,050	17,563
abr-10	18,197	18,994	17,759
may-10	17,888	19,986	17,187
jun-10	19,531	19,869	19,414
jul-10	19,605	20,764	19,167
ago-10	19,055	20,530	18,607
sep-10	19,427	19,737	19,388

Evolución del precio de gas natural, diferenciando GN y GNL.
Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia.

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO DE GAS NATURAL

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

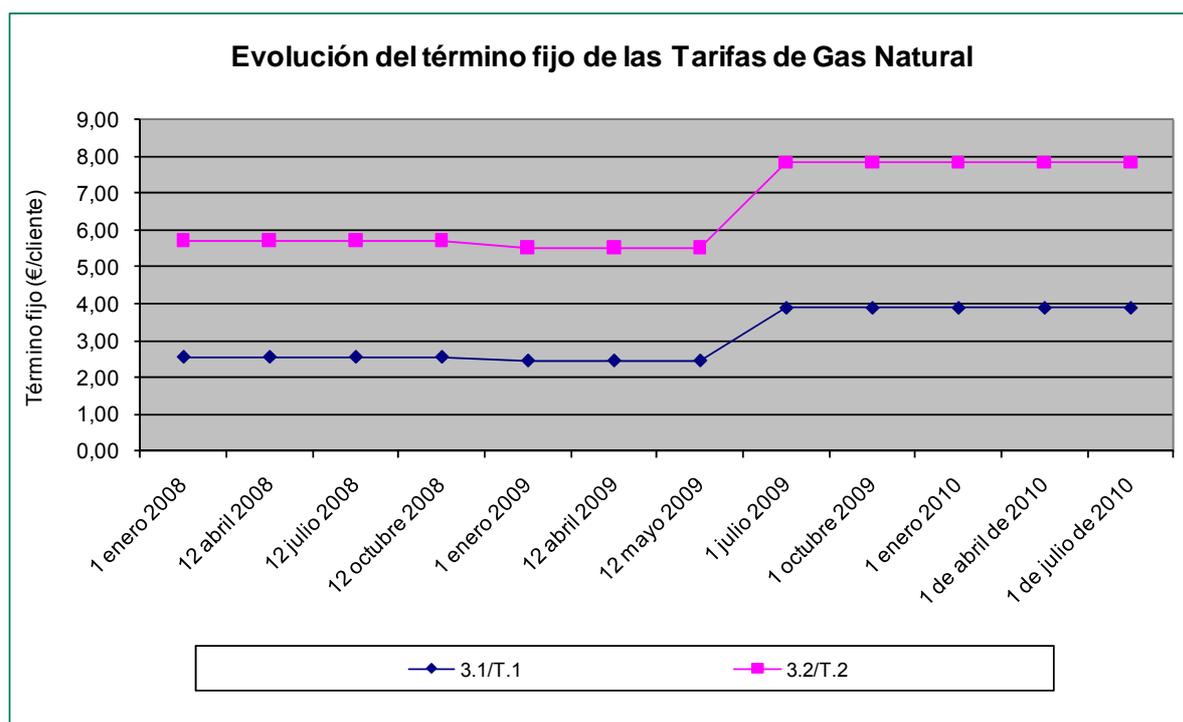
En sustitución a éstas, se crea la **tarifa de último recurso**. Desde el 1 de julio de 2009, los consumidores que pueden acogerse a la tarifa de último recurso son aquellos conectados a un gasoducto cuya presión de diseño es inferior o igual a 4 bar y cuyo consumo anual sea inferior a 50.000 GWh.

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 noviembre 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.

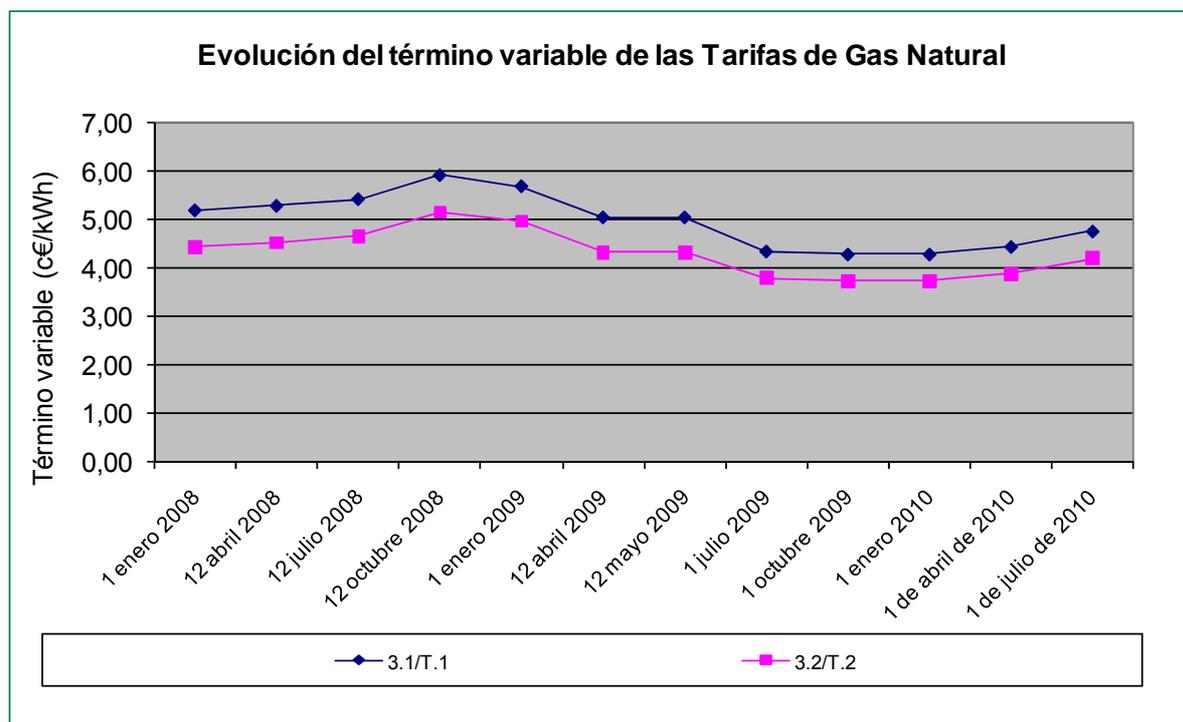
Las tarifas de último recurso (TUR) vigentes el tercer trimestre de 2010, de acuerdo con la Resolución de 25 de junio de 2010, son las siguientes (IVA no incluido):

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	c€/KWh
T1: $Q \leq 5.000$ kWh/año	3,9	4,759404
T2: $5.000 < Q \leq 50.000$ kWh/año	7,84	4,195204

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de julio de 2010



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, modificada por la Orden ITC/1506/2010, 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 50 % el precio resultante de la subasta de este producto celebrada el 16 de junio de 2010 (24,44 €/kWh) y otro 50 % la cotización del gas en el mercados de futuros NBP y Henry Hub con entrega en los doce meses siguientes al inicio del trimestre.
- Coste de aprovisionamiento de gas de base, que es el resultado de ponderar un 50 % el precio resultante de la subasta de este producto celebrada el 16 de junio de 2010 (21,67 €/kWh), y otro 50 % 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 2010, incluidos los componentes por mermas y primas de riesgo, proporciona un precio de gas para el cálculo de las tarifas TUR de 22,20 €/MWh.

TARIFAS DE SUMINISTRO DE GLP POR CANALIZACIÓN

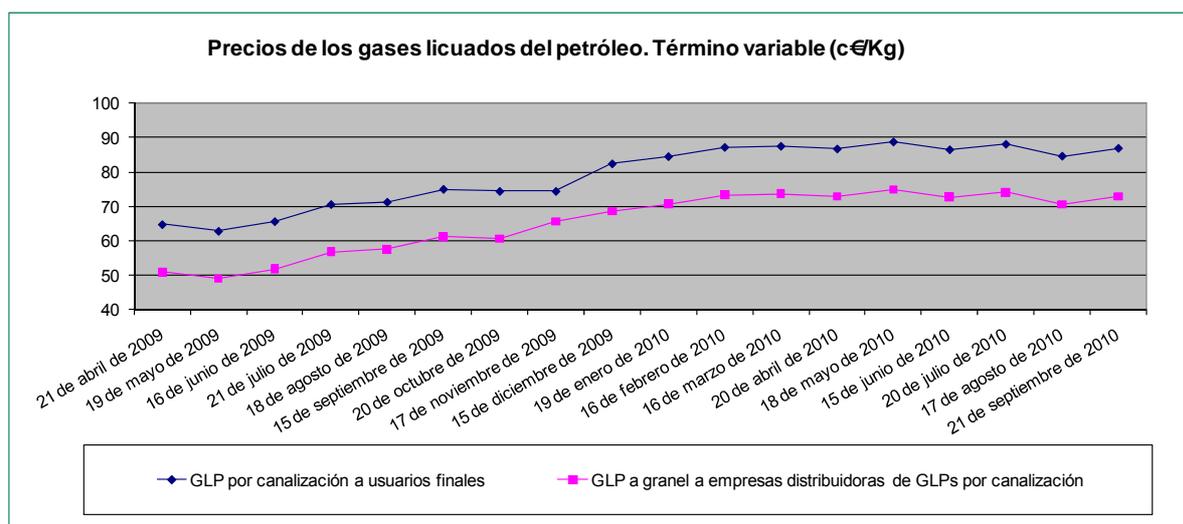
Tarifas de suministro de GLP por canalización vigentes desde el 21 de septiembre de 2010

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 de 6 de septiembre de 2010, 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 septiembre de 2010.

PRECIOS DE GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO	Término fijo	Término variable
	€/mes	c€/Kg
GLP por canalización a usuarios finales por canalización	1,51	86,8469
GLP a granel a empresas distribuidoras de GLPs por canalización	-	72,8607

Precios de venta de los GLP por canalización vigentes a partir del 21 de septiembre de 2010



Evolución del término variable del precio de los GLP

HECHOS RELEVANTES EL MERCADO DE GAS EN ESPAÑA EN 2010

- Durante el mes de enero de 2010, entró en vigor la **Orden ITC/3520/2009**, de 28 de diciembre, por la que se establecen los **peajes y cánones** asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Con carácter general, los peajes suben un 2% con respecto a los aprobados en junio de 2009, a excepción de los grupos 3.1 y 3.2 que experimentan un ligero descenso.
- El **Real Decreto 104/2010 de 5 de febrero de 2010**, regula la puesta en marcha del **suministro de último recurso** de gas natural, en el que se recoge, el régimen jurídico de los consumidores con derecho a acogerse a TUR y los derechos y obligaciones de los suministradores de último recurso. Como medidas de promoción de la competencia, se incluye la publicación por los comercializadores de las ofertas de suministro de gas para los consumidores domésticos en un formato estándar, que deberá ser desarrollado y aprobado por la CNE en el plazo de 6 meses.
- El **Real Decreto 197/2010 de 26 de febrero de 2010**, adapta la regulación del sector de hidrocarburos a lo dispuesto en las Leyes 17/2009 y 25/2009, sobre el libre acceso a las actividades de servicios. El objeto de las modificaciones es la simplificación de los procedimientos para ejercer la actividad de comercialización de gas natural, por lo que se sustituye el procedimiento de autorización administrativa por el de comunicación de inicio de actividad.
De acuerdo con las modificaciones introducidas por este Real Decreto, varias empresas han comunicado al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el inicio de la actividad de comercialización: SERVIGAS S. XXI, S.A. y MORGAN STANLEY CAPITAL GROUP ESPAÑA, S.L., E-ON Energy Trading SE, FERTIBERIA, S.A. y Grupo Villar Mir Energía, S.L.
- La **Resolución de 7 de abril de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía**, publica los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el primer trimestre 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Tercera subasta de capacidad de almacenamiento subterráneo en España**
En la tercera subasta de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo de gas natural, celebrada en marzo de 2010, se adjudicaron un total de 7.397 GWh, casi el doble que el pasado año, para el periodo del 1 de abril de 2010 a 31 de marzo de 2011.
La subasta fue organizada por el operador del mercado eléctrico OMEL y supervisada por la CNE. La subasta se cerró en una sola ronda, al precio de salida, que implicaba un descuento de 1.000 euros por GWh sobre el peaje anual de almacenamiento subterráneo.
- El 1 de mayo las nuevas comercializadoras **Madrileña Suministro de Gas 2010** y **Madrileña Suministro de Gas SUR 2010** comienzan a operar como Galp Energía con más de 400.000 clientes procedentes de la venta de activos de Gas Natural Fenosa

Gas Natural Fenosa, dentro de los compromisos adquiridos con la Comisión Nacional de la Competencia en relación con el proceso de compra de Unión Fenosa, acordó con Galp Energía y Morgan Stanley Infrastructure la venta de activos de comercialización y distribución de gas natural en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, que engloban aproximadamente 507.000 puntos de suministro, 412.000 clientes de gas y 8.000 clientes de energía eléctrica, por 800 millones de euros.

Para llevar a cabo la venta de parte de sus activos de gas natural en Madrid, GAS NATURAL FENOSA creó tres nuevas compañías energéticas que operaban en la Comunidad de Madrid integradas en el grupo GAS NATURAL FENOSA: Madrileña Suministro de Gas 2010, S.L., Madrileña Suministro de Gas S.U.R. 2010, S.L. y Madrileña Red de Gas, S.A., así como la sociedad de prestación de servicios Madrileña Servicios Comunes, S.L.

Con fecha 1 de abril se procedió al traspaso de los activos y los clientes a estas nuevas sociedades, que con fecha 1 de mayo han sido vendidas a Galp Energía y a Morgan Stanley Infrastructure, cerrándose así el proceso de venta.

- **Osaka Gas compra a ENDESA el 20% de la Regasificadora de Sagunto**

Osaka Gas ha llegado a un acuerdo con ENDESA para comprar el 20% de la planta de Regasificación de SAGGAS en Sagunto por un total de 43 millones de euros. Los otros accionistas de la planta son Union Fenosa Gas (42.5%), el fondo alemán RREEF Infrastructure (30%) y Oman Oil Holding Spain (7.5%).

La operación está sujeta a la aprobación por las autoridades de defensa de la competencia así como a las autorizaciones regulatorias que sean de aplicación.

- **Cuarta subasta para la adquisición de gas natural de operación y gas talón**

El 25 de mayo se realizó la cuarta subasta para la adquisición de gas natural destinado a la operación y al nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo, correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

La subasta fue organizada por el operador del mercado eléctrico OMEL y supervisada por la CNE. La subasta se cerró en siete rondas, a un precio de 19,37 €/MWh, resultando adjudicatarias las siguientes empresas: E.ON Generación, S.L. Galp Energía España, S.A. Gas Natural Comercializadora, S.A. e Iberdrola Generación, S.A.U.

- **La Orden ITC/50672010, de 8 de junio**, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, por la que establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

El 11 de junio se publicó en el BOE la Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

El procedimiento de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural combina el precio resultante de una subasta con referencias internacionales, e incluye los correspondientes peajes de acceso. La nueva orden actualiza las fórmulas publicadas para adecuarlas al incremento del número de subastas e introduce algunas modificaciones que afectan a las fórmulas de imputación de los peajes.

- **Se celebra la segunda subasta de gas para el suministro de último recurso**

El 16 de junio de 2010 se celebró la segunda subasta para la adquisición de gas natural destinado al suministro de último recurso, de acuerdo con el procedimiento previsto por las Resoluciones de la Secretaría de Estado de la Energía de 7 de mayo de 2010 y las Resoluciones

de la DGPEyM de 2 y 14 de junio de 2010. Como novedad se establece una mayor periodicidad de la subasta de gas base, que pasa a ser semestral, en lugar de anual.

La subasta fue organizada por el operador del mercado eléctrico OMEL y supervisada por la CNE y se cerró en 15 rondas, con 7 empresas adjudicatarias. Los productos subastados fueron 2.400 GWh de gas de base (para el periodo entre el 1 de julio de 2010 y 31 de diciembre de 2010) y 3.700 GWh de gas de invierno (para el periodo invernal 2010-2010). El precio resultante fue de 21,67 €/MWh para el gas base y 24,44 €/MWh para el gas de invierno.

- La **Resolución de 25 de junio de 2010**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al tercer trimestre del año 2010:

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo	Término variable
	(€/cliente)mes	c€/KWh
T1: $Q \leq 5.000$ KWh/año	3,9	4,759404
T2: $5.000 < Q \leq 50.000$ kWh/año	7,84	4,195204

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de julio de 2010

El término variable de la TUR 1 aumenta un 7,09% respecto al trimestre anterior, mientras que el término variable de la TUR 2 aumenta un 8,12%. El término fijo de ambas permanece invariable.

- **El Ente Vasco de la Energía llega a un acuerdo para la venta del 29,43% de Naturgas a HC Energía**

El Ente Vasco de la Energía (EVE) y la empresa Hidroeléctrica del Cantábrico, S.A. (HC) han alcanzado un acuerdo en virtud del cual el EVE venderá a HC (socio mayoritario de Naturgas) el 29,43% de las acciones de Naturgas por un importe de 617 millones de euros.

Previamente, el EVE y el Ayuntamiento de Donostia-San Sebastián han firmado un Acuerdo relativo a la compra por parte del EVE del 4,08% de Naturgas, por un importe de 85,5 millones de euros.

El acuerdo prevé que la transmisión de acciones a HC se produzca en tres fases de forma escalonada, en 2010, 2011 y 2012.

- **Enagás compra el 18% de Gaviota a Murphy Oil**

A finales de julio de 2010, Enagás ha firmado un contrato de compra a Murphy Spain Oil Company de su participación del 18% en el almacenamiento de gas natural Gaviota, por un valor de 19,2 millones de euros, que incluye tanto las infraestructuras actuales como el proyecto de ampliación.

Con esta adquisición, y tras la compra a Repsol del 82% del almacenamiento el pasado mes de abril, Enagás se convierte en propietaria del 100% de esta infraestructura. La operación se hará efectiva una vez obtenidas las necesarias autorizaciones administrativas y de competencia.

- **El procedimiento de “Open Season 2015” incrementa la capacidad de interconexión por gasoducto entre Francia y España en la conexión internacional de Irún/Biriatou**

La segunda y última fase del procedimiento, “Open Season 2015”, desarrollado por el grupo de gas de la iniciativa regional sureuropea de reguladores, terminó el pasado 16 de julio de 2010. El procedimiento estaba dirigido al desarrollo de las interconexiones internacionales.

Las nuevas capacidades de interconexión obtenidas mediante este procedimiento darán lugar en 2015 a una capacidad de interconexión gasista entre España y Francia de 7,5 bcm, lo que representa el 15 % de la demanda francesa y el 18% de la demanda española en 2009.

- **El Tribunal Arbitral de París permite a Sonatrach incrementar el precio del gas natural importado por el gasoducto del Magreb.**

Gas Natural Fenosa y Sonatrach mantenían una disputa en relación con la revisión del precio de los contratos de suministro de gas procedente de Argelia y recibido a través del gasoducto Magreb-Europa. De acuerdo con la información facilitada por Gas Natural, el laudo comunicado a las partes por el Tribunal Arbitral de París permite a Sonatrach un incremento del precio de aprovisionamiento a partir de 2007. Dichos contratos suponen una cuarta parte del gas consumido en España.

- **Perú se une a la lista de países suministradores de gas natural a España**

En el mes de agosto se han descargado tres metaneros en las plantas de regasificación de Cartagena y Bilbao procedente de la planta de licuefacción de Pampa Melchorita en Perú. Es la primera vez que se recibe en España GNL procedente de Perú. La planta de licuefacción ha empezado a realizar operaciones en junio de 2010 con un primer cargamento con destino a México y tiene una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas por año (mmtpa).

- **Repsol vende su participación en BBG al resto de socios de la planta (ENAGAS, EVE y RREFF)**

La Junta General de accionistas de Bahía de Bizkaia Gas, en su reunión extraordinaria celebrada el 27 de julio de 2010, había acordado por unanimidad otorgar su consentimiento a la transmisión por parte de Repsol de su participación del 25% en la sociedad al resto de los socios.

Dicha participación fue adquirida en un 15% por Enagás, un 5% por el fondo RREFF y otro 5% por el Ente Vasco de Energía (EVE). El 3 de septiembre Enagás ha firmado el contrato mediante el cual compra a Repsol el 15% de la Planta de Regasificación Bahía de Bizkaia Gas (BBG) por un valor, incluyendo la deuda, de 40 millones de euros.

- **ENDESA vende a Goldman Sachs sus activos de transporte y distribución de gas en España, agrupados en Endesa Gas**

ENDESA ha acordado la venta de una participación del 80% de Endesa Gas, sociedad que integra la mayor parte de sus activos de transporte y distribución de gas, a dos fondos de infraestructuras gestionados por Goldman Sachs. ENDESA mantiene una opción de compra sobre la participación vendida, ejecutable entre el quinto y séptimo año de la operación.

Con carácter previo, el pasado 5 de julio de 2010, GAS NATURAL FENOSA había alcanzado un acuerdo para la venta de su participación del 35 % en GAS ARAGÓN, a ENDESA GAS.

Los activos objeto de la transacción representan aproximadamente 3.800 km de red de distribución, 600 km de red de transporte y 355.000 puntos de suministro con un consumo anual de 7.500 GWh.

- **GDF Suez vende su 5,01% en Gas Natural Fenosa por un total de 540 millones de euros**

Gaz de France (GDF) Suez ha vendido sus 46,1 millones de acciones de Gas Natural Fenosa, que suponían una participación del 5,01 % en la empresa, por un total de 540 millones de euros.