

# Gestión Técnica del sistema gasista español



# Informe anual 2008

02 de marzo de 2009

## INDICE

1. Resumen movimiento de gas en 2008
2. Aprovisionamientos
3. Regasificación
4. Almacenamientos Subterráneos
5. Transporte de gas
6. Mercados de gas natural
  - ✓ Récorde de demanda

# 1

## resumen movimientos de gas ejercicio 2008

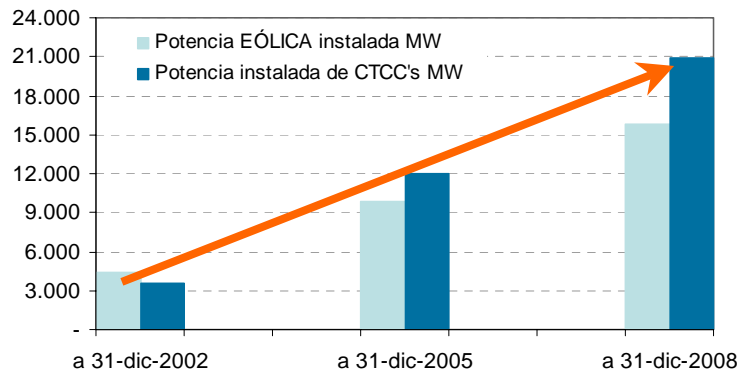
En el año 2008, la demanda del mercado nacional es un 10% superior a la demanda registrada en 2007 y alcanza los 449.389 GWh.

La demanda transportada para el sector convencional, que engloba el consumo doméstico-comercial y el industrial, asciende a 261.921 GWh, un -1,7% inferior a la obtenida en 2007.

En cuanto al sector eléctrico, las centrales de ciclo combinado incrementan su consumo en 32% alcanzando un total de 187.468 GWh, lo que supone un 42% del total del mercado. A finales del año hay 54 grupos, equivalentes de 400 MW(e), en operación, de los que tan sólo 1 se incorpora en 2008, Soto de Ribera.

El año 2008 se caracteriza por baja pluviosidad durante el primer semestre, que junto con el encarecimiento de los derechos de emisiones de CO<sub>2</sub>, la subida de los precios internacionales del carbón y las indisponibilidades de las centrales nucleares, repercuten en una alta demanda de gas de ciclos combinados que producen aproximadamente el 35% de la generación eléctrica peninsular.

Además, las centrales de ciclo combinado se erigen como el complemento clave capaz de hacer frente a las fluctuaciones de la generación eólica, por lo que su evolución se asocia en parte con la evolución de la potencia eólica instalada.



Para hacer frente a una rápida evolución de demanda de gas del sector eléctrico en los últimos seis años, el sistema gasista ha realizado un esfuerzo importante en

		miles Nm <sup>3</sup> /h a 31-dic-2002	a 31-dic-2005	a 31-dic-2008
Capacidad vaporización	Planta Barcelona	1.200	1.350	1.650
	Planta Huelva	450	1.050	1.350
	Planta Cartagena	450	900	1.350
	Planta Bilbao	-	800	800
	Planta Sagunto	-	-	1.000
	Planta Mugaridos	-	-	413
	<b>Total Plantas REGASIFICACIÓN</b>	<b>2.100</b>	<b>4.100</b>	<b>6.563</b>
	598 GWh/día	1.167 GWh/día	1.868 GWh/día	

		miles Nm <sup>3</sup> /h a 31-dic-2002	a 31-dic-2005	a 31-dic-2008
Capacidad tk's	<b>Total Plantas REGASIFICACIÓN</b>	<b>560</b>	<b>1.287</b>	<b>2.347</b>
		3.836 GWh	8.816 GWh	16.074 GWh

		GWh/año a 31-dic-2002	a 31-dic-2005	a 31-dic-2008
Demanda nacional	<b>Demanda Convencional</b>	<b>216.028</b>	<b>264.724</b>	<b>261.921</b>
	<b>Sector eléctrico</b>	<b>27.342</b>	<b>111.170</b>	<b>187.468</b>
	<b>Potencia instalada de CTCC's MW</b>	<b>3.528</b>	<b>11.983</b>	<b>20.951</b>

cuanto a incorporación de infraestructuras. Así, la capacidad de vaporización y de almacenamiento en tanques aumenta desde el año 2005 en un 60% y un 82% respectivamente. Además en 2008, cabe mencionar la puesta en servicio del gasoducto eje transversal junto con la EC de Alcázar de San Juan, que refuerzan el sistema tanto en Levante

como en la zona centro, y la duplicación del gasoducto Tivissa-Planta de Barcelona que culmina el refuerzo del sistema en Cataluña.

En la actualidad España se sitúa entre los cuatro primeros países del mundo como destino de buques metaneros y se mantiene como líder europeo con 6 de las 14 plantas de regasificación actualmente en operación en la UE. Las 6 plantas disponibles en el sistema permiten una gran diversificación de las fuentes de aprovisionamiento y así, en el ejercicio 2008 se importa gas procedente de 10 orígenes diferentes, lo que hace que España tenga una posición privilegiada en cuanto a seguridad del suministro que, tras el refuerzo de las interconexiones con Francia y Portugal, podría compartir con el resto de países de la Unión europea.

Por otro lado, el 1 de julio de 2008 **culmina el proceso de liberalización** plena del sector gasista español. Este proceso ha resultado un caso modélico en la Unión Europea (donde únicamente el Reino Unido cuenta con un sistema gasista liberalizado), se ha realizado en un tiempo récord de poco más de 7 años y ha supuesto una profunda transformación en la que destacan la independencia del Gestor del Sistema y la concurrencia en competencia de numerosas comercializadoras. Como consecuencia, España cuenta en este momento con un mercado liberalizado, competitivo, con liquidez y total transparencia en su gestión.

En el ejercicio 2008 tiene lugar otro hecho relevante, la primera **Subasta de Asignación de Capacidad de Almacenamientos Subterráneos** el 10-abril-2008. Esta subasta está regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3862/2007 de 28 de diciembre, para el periodo del 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009, y la lleva a cabo OMEL. El proceso se realiza de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y OMEL comunica las cantidades de derechos asignados y el precio de compra de acuerdo a la Resolución de 27 de marzo.

**La demanda nacional máxima** durante el invierno 2008-2009 se alcanza el 9-ene-2009 coincidiendo con una ola de frío y asciende a 1.789 GWh, no superando el actual récord, alcanzado el 17-dic-2007 con 1.863 GWh, pese a las bajas temperaturas registradas coincidentes con baja generación eólica. El principal motivo de que no se superase el récord es el menor consumo del sector industrial, aunque, el 9-ene-2009 se lograron récords locales en redes con un importante sector doméstico-comercial como Madrid, Palencia, Valladolid,...y se superó el máximo registrado en todo el año 2008.

Como Gestor Técnico del Sistema, Enagás es responsable de la operación y la gestión técnica y de garantizar la continuidad y seguridad del suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución. Esta coordinación debe hacerse de forma transparente, objetiva e independiente.

Funciones:

- ✓ Controlar la garantía de abastecimiento a corto/medio plazo.
- ✓ Prever a corto/medio plazo la utilización de instalaciones del sistema y las reservas de gas, según las previsiones de demanda.
- ✓ Impartir las instrucciones necesarias para la explotación del sistema de gas natural y su transporte de forma fiable y segura.
- ✓ Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de las instalaciones.

- ✓ Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural.
- ✓ Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte y conexiones internacionales.
- ✓ Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el desarrollo de la Red Básica y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos.
- ✓ Proponer al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio los planes de emergencia que considere necesarios.
- ✓ Dar las órdenes oportunas para que las empresas titulares de redes de transporte y almacenamientos operen sus instalaciones de modo que se asegure el suministro en condiciones adecuadas.
- ✓ Gestionar las entradas de gas en las conexiones internacionales y las salidas de las plantas de regasificación, de los yacimientos y de los almacenamientos.
- ✓ Controlar las salidas de gas natural a los consumidores cualificados y a las empresas distribuidoras.
- ✓ Controlar los almacenamientos.
- ✓ Efectuar el cálculo del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista, con inclusión de sus existencias operativas y estratégicas.

Durante el ejercicio 2008, no se ejecuta ningún corte a clientes de peaje interrumpible y tampoco se registran incidencias en entradas o transporte en alta presión con repercusión en las entregas a distribución o clientes directos.

Con la desaparición del mercado a tarifa se adecua la normativa a la nueva situación mediante la resolución 12051 del 4 de julio de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE, 15 de julio de 2008), por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 "repartos" y NGTS-07 "balance", el protocolo de detalle PD-02 "criterios generales de elaboración de procedimientos de reparto" y se aprueba el protocolo de detalle PD-11 "procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte".

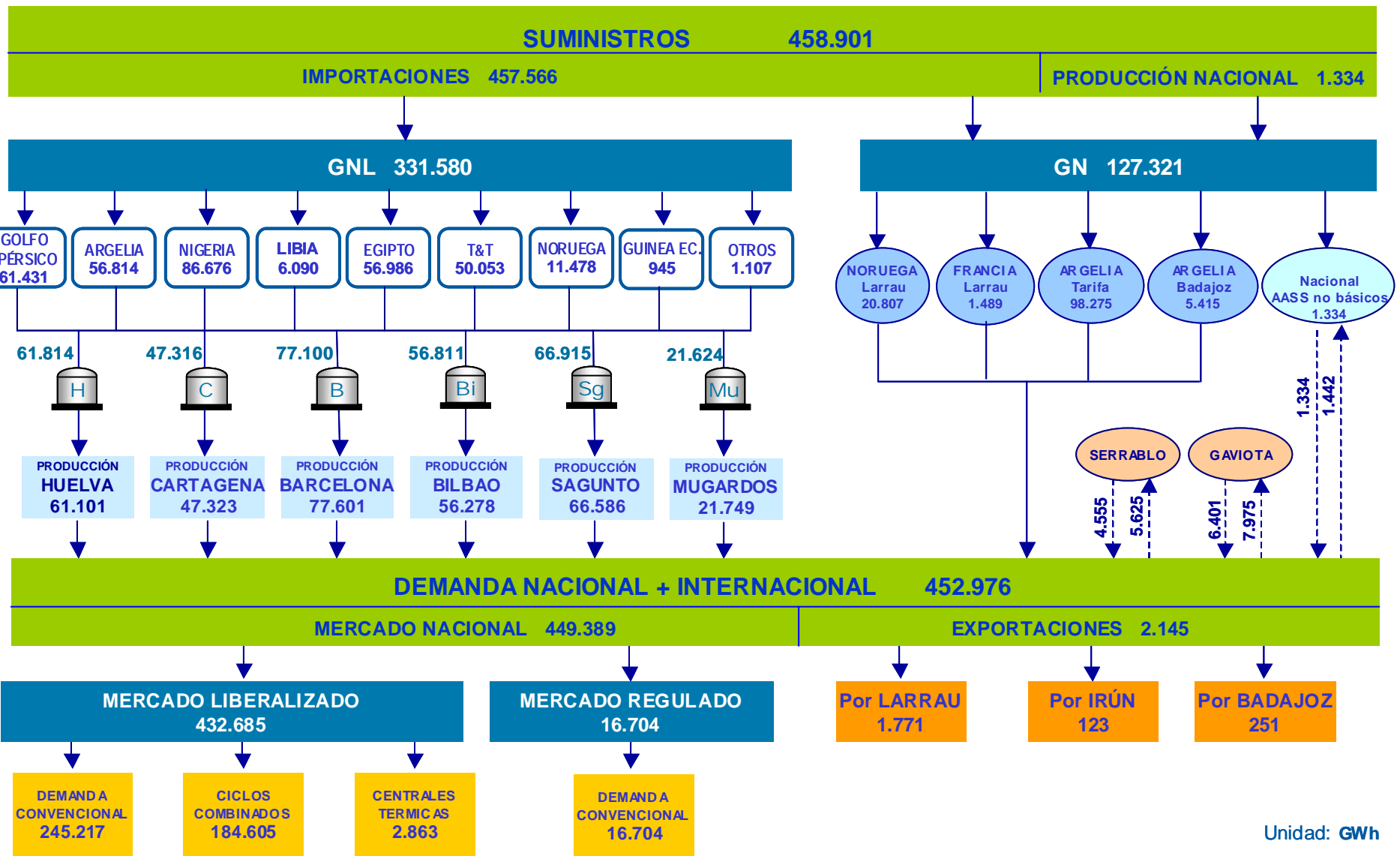
Mediante la resolución 15146 del 8 de septiembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE, 18 septiembre 2008) se actualizan las necesidades de peaje interrumpible para el período comprendido entre el 1 de octubre de 2008 al 30 de septiembre de 2009.

El 6 de octubre de 2008 se publica la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se convoca el procedimiento de asignación de capacidad en la interconexión de Larrau, entre España y Francia, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2013, en lo que se refiere a contratos a largo plazo y entre el 1 de abril de 2009 y el 31 de marzo de 2010 para los contratos a corto plazo. Este procedimiento será aplicado de forma coordinada por ENAGAS y TIGF, como transportistas titulares de las infraestructuras relacionadas con la capacidad a asignar.

Se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2008-2009 mediante la resolución 18412 del 11 de noviembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE 15 de noviembre 2008), con una nueva regla, olas de frío, orientada a

la coordinación de medidas paliativas, por parte de las comercializadoras que suministran al Grupo 3, en situaciones de demanda extraordinaria por olas de frío. Estos comercializadores deberán tener disponible la capacidad suficiente en las entradas al sistema para cubrir su demanda en caso de ola de frío.

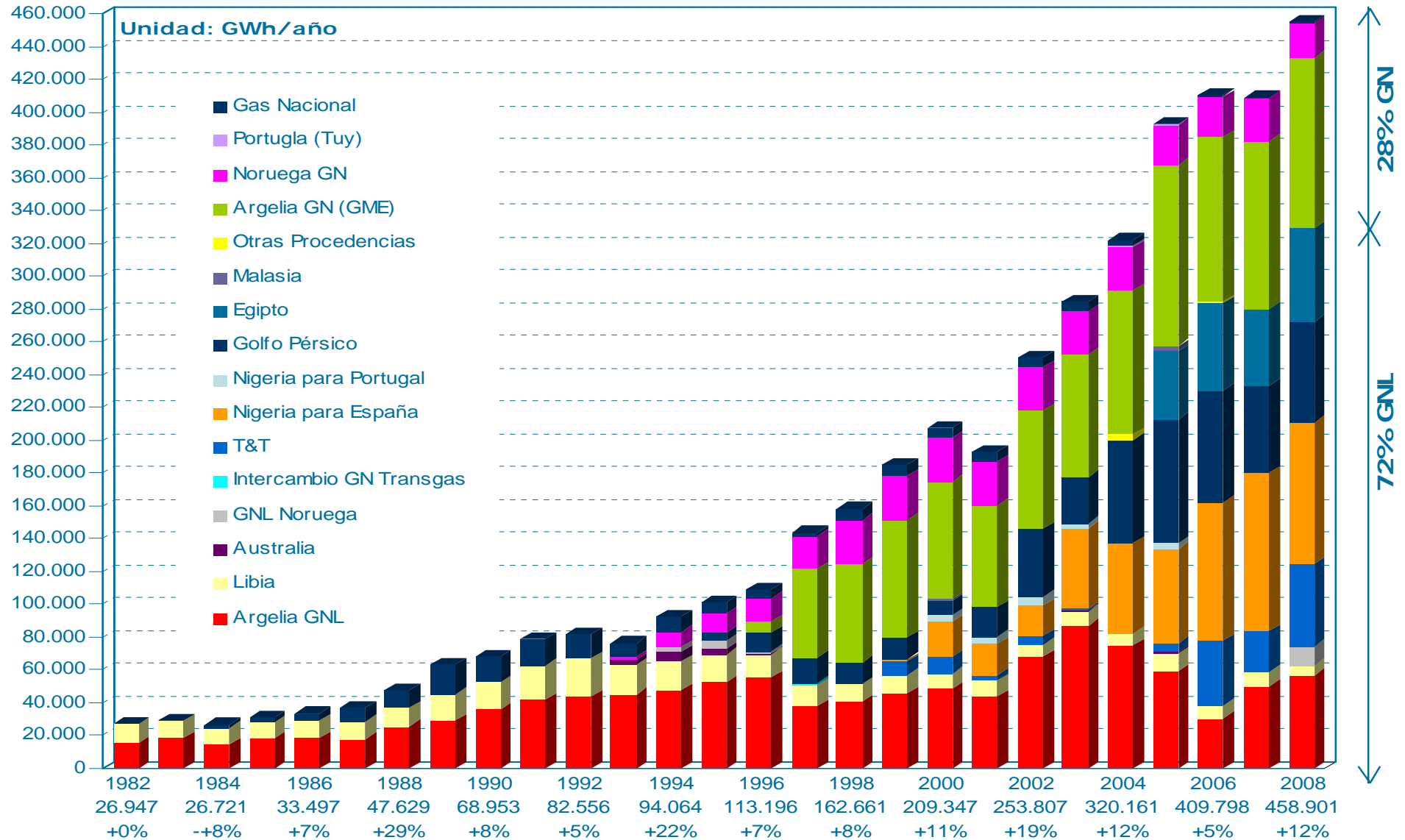
Diagrama de Flujos



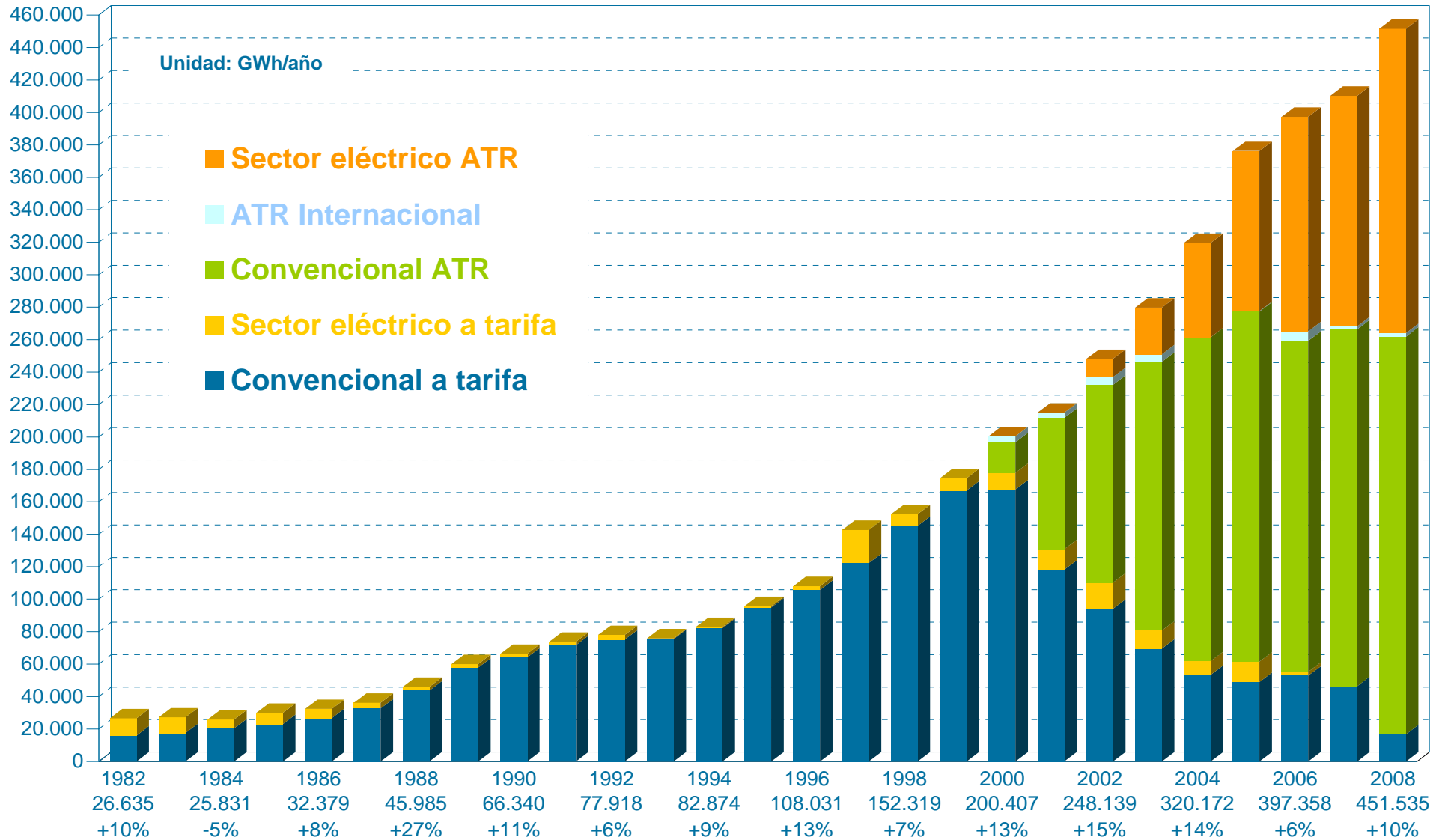
No contempla el gas del GME en tránsito para Portugal, 28.318 GWh  
 Las cantidades que se expresan son netas de autoconsumos y diferencias de medición



## EVOLUCIÓN histórica de los SUMINISTROS de GAS



## EVOLUCIÓN histórica de las VENTAS de GAS



# 2

GN y GNL

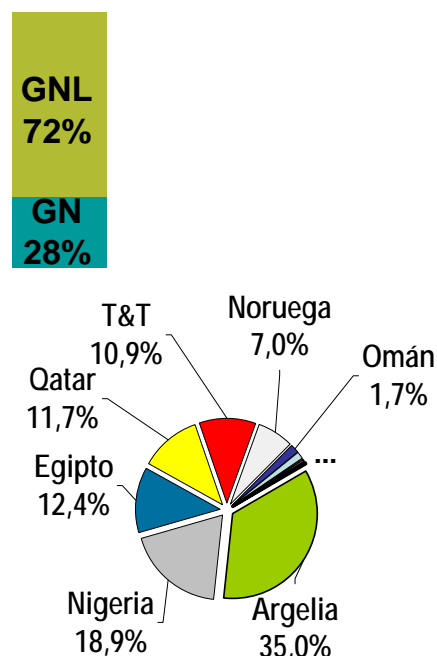
**aprovisionamientos**

En el año 2008, los aprovisionamientos de gas natural se elevan a 458.901 GWh, aproximadamente un +12% superiores a los del año anterior. Un 72% de dichos aprovisionamientos llegan en forma de gas natural licuado (GNL), un 28% en forma de GN a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz.

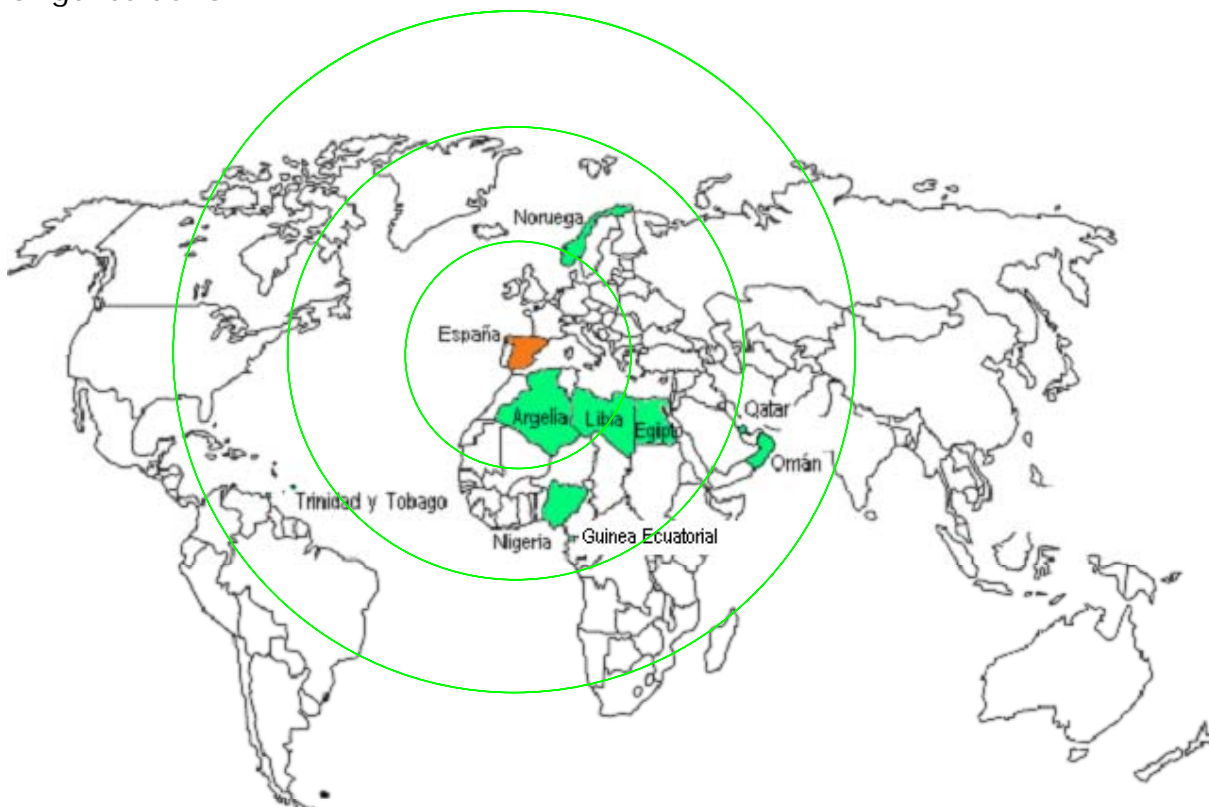
Se amplían las fuentes de importación de GNL incorporándose Noruega, desde la planta de licuación de Snovit, y Guinea Ecuatorial desde Punta Europa.

Nigeria concentra gran parte de las importaciones de GNL, seguida de Egipto, Argelia, Qatar y Trinidad y Tobago, destacando este último por el notable ascenso respecto a 2007.

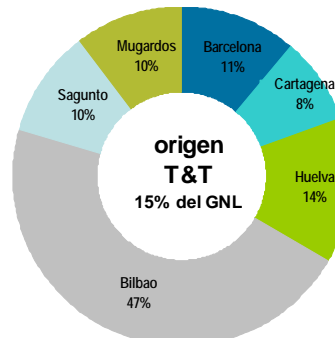
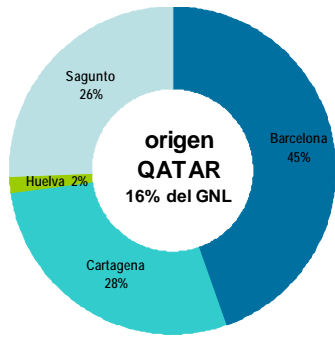
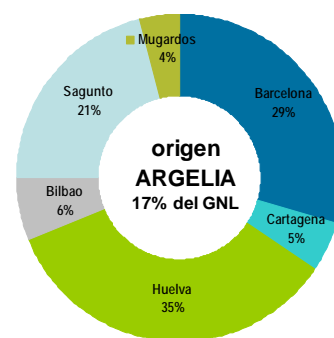
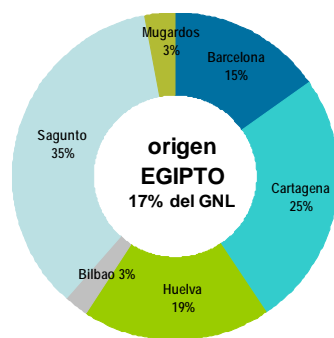
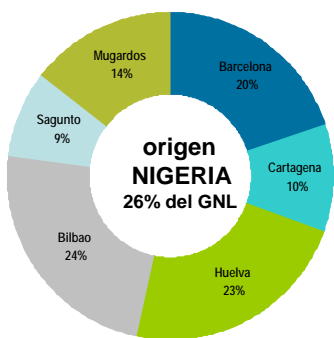
Unidad : GWh	real 2007		real 2008	
	GWh	%	GWh	%
Argelia <b>GN</b>	102.243	} 37%	103.691	} 35%
Argelia <b>GNL</b>	50.178		56.814	
Qatar <b>GNL</b>	50.445	12%	53.611	12%
Omán <b>GNL</b>	2.704	1%	7.820	2%
Nigeria <b>GNL</b>	96.871	24%	86.676	19%
Egipto <b>GNL</b>	46.960	11%	56.986	12%
Noruega <b>GN</b>	25.257	} 6%	20.807	} 7%
Noruega <b>GNL</b>	-		11.478	
Francia <b>GN</b>	1.049	0,3%	1.489	0,3%
Libia <b>GNL</b>	8.760	2%	6.090	1%
T&T <b>GNL</b>	24.440	6%	50.053	11%
Guinea Ecuatorial <b>GNL</b>	-		945	0,2%
Otros <b>GNL</b>	-		1.107	0,2%
Nacional <b>GN</b>	1.040	0,3%	1.334	0,3%
<b>TOTAL</b>	<b>409.947</b>	<b>100%</b>	<b>458.901</b>	<b>100%</b>



## Orígenes del GNL

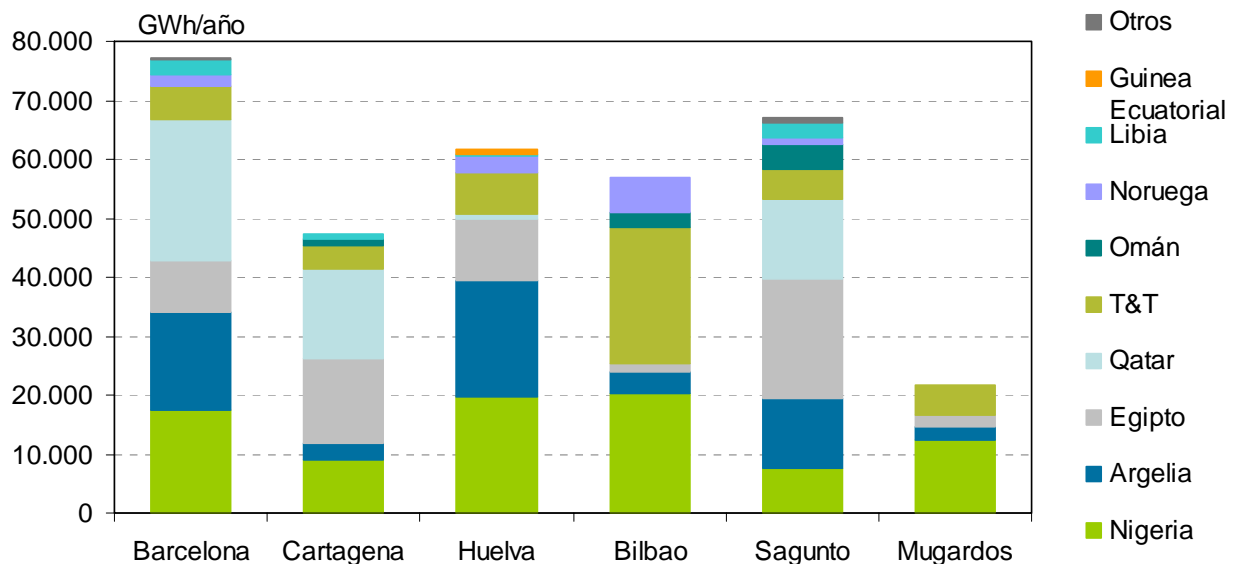


Las importaciones de GNL se mantienen respecto al ejercicio anterior, confirmando la apuesta por el GNL en la estructura de suministros. La procedencia del gas natural consumido en España se obtiene de 10 orígenes diferentes.



El gas de Nigeria y Argelia ha sido descargado en todas las plantas españolas, mientras que los cargamentos procedentes de Egipto y Qatar se concentran principalmente en las plantas del Mediterráneo. La terminal preferente de destino del gas de T&T ha sido la planta de Bilbao.

En el siguiente gráfico se muestra la comparativa de los orígenes en cada planta:



En el año 2008 un total de 494 buques descargan en el sistema español frente a los 425 del año 2007. El 7 de abril atraca en la planta de Cartagena el buque metanero "Duhail" de tipo Q-flex (210.000 m<sup>3</sup> GNL), el más grande que ha llegado a Europa hasta el año 2008, fletado por la compañía Qatargas para Gas Natural.

### Descargas por orígenes en 2008

nº descargas en el año	Nigeria	Argelia	Egipto	Qatar	T&T	Omán	Noruega	Libia	Guinea Ecuatorial	Otros	Total	tamaño medio descargado GWh
Barcelona	19	53	10	33	7		2	10		1	135	570
Cartagena	10	9	18	19	5	1		4			66	720
Huelva	22	54	12	2	8		3	1	1		103	600
Bilbao	23	5	2		27	3	7				67	850
Sagunto	9	27	22	16	6	5	1	10		1	97	690
Mugardos	15	3	2		6						26	830
	<b>98</b>	<b>151</b>	<b>66</b>	<b>70</b>	<b>59</b>	<b>9</b>	<b>13</b>	<b>25</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>494</b>	
<b>tamaño medio descargado GWh</b>	<b>880</b>	<b>380</b>	<b>860</b>	<b>770</b>	<b>850</b>	<b>870</b>	<b>880</b>	<b>240</b>	<b>950</b>	<b>550</b>	<b>670</b>	

### Buques descargados en las plantas del Sistema en 2008

BUQUE METANERO	CAPAC. NOMINAL MEDIA* (GWh)	Nº DE DESCARGAS					Total	BUQUE METANERO	CAPAC. NOMINAL MEDIA* (GWh)	Nº DE DESCARGAS					Total							
		BARCELONA	BILBAO	CARTAGENA	HUELVA	REGANOSA				SAGUNTO	BARCELONA	BILBAO	CARTAGENA	HUELVA		REGANOSA	SAGUNTO					
AL GATTARA	1.480			1			1	MAERSK RAS LAFFAN	905						1	1						
TEMPBEK	1.480			2			2	RIVERS	905	1	2	2		2	2	9						
AL GHARIYA	1.439			2			2	AQWA IBOM	904		1	1	2		1	5						
AL SAFLIYA	1.439			2			2	ARTIC VOYAGER	904		3		1			4						
DUHAIL	1.439			2			2	BERGE EVERET	904						2	2						
AL DAAYEN	1.028						2	BILBAO KNUITSEN	904	2	5	2	3	2	1	15						
CLEAN	993		1				1	BRITISH RUBY	904						1	1						
LOKOJA	993	2			1		3	CROSS RIVERS	904		3		1			4						
ARTIC PRINCESS	986		1		1		2	METHANE PRINCESS	904		1					1						
ARTIC LADY	980	2					2	PIONNER	904		1					1						
ADAMAWA	966	2		1	1		6	PROVALYS	904	1		1	3		1	6						
BORNO	959	3	1		1		6	SALALAH	904			1			1	2						
BRITISH EMERALD	959		1				1	DUKHAN	900	2		2				4						
CLEAN ENERGY	959		1				2	SOKOTO	900		2		2	4	1	9						
EXPLORER	959		1				1	BRITISH TRADER	895		1					1						
GASELYS	959			5			7	BLUE SKY	891	2						2						
GRACE COSMOS	959			2			2	CADIZ KNUITSEN	890	2		1	3	1	7	14						
GRAND ELENA	959	1				1	2	METANIA	885	1			1			2						
KANO	959	2	1		1		4	GRACILIS	863						1	1						
MARANGAS CORONIS	959		1	2	2		6	MOURAD DIDOUCHE	863	2	1		2	1	2	8						
METHANE LYDON VONLEY	959				1		3	RITA ANDREA	863				1			1						
OGUN	959		1	1	1		4	FINIMA	860	1	1		2	1		5						
ONDO	959	1		1	2		4	ARCTIC DISCOVERER	856		2		1		1	4						
OYO	959				1		1	TENAGA SATU	856	1		2	1	1		5						
RIVER NIGER	959			2	1		4	BONNY	855	1	1		2	1		5						
SERI AGGNUM	959						1	IBERIA KNUITSEN	843	1		2				3						
SERI BAKTI	959	1	1				2	ABUJA	825	1	1			3		5						
SESTAO KNUITSEN	959	2					2	EDO	825	2	1	2	1	1	1	8						
UMBAB	959						2	ARIES	820	7		3				10						
AL THAKHIRA	938						2	DELTA	820	1	3		1			5						
BRITISH INNOVATOR	925		2				2	GIMI	810	8		2				10						
FUWAIKIT	925	1					9	LAGOS	785					2		2						
MADRID SPIRIT	925	3	6			2	3	PORT HARTCOURT	785		1		2		1	4						
GALICIA SPIRIT	925	1		1	3		8	NORMAN LADY	555	7		1	2	1	1	12						
GOLAR WINTER	922				1		1	CHEIKH BOUAMAMA	493	3			7			10						
BRITISH MERCHANT	920		4				4	CHEIKH EL MOKRANI	493	4	2		14	1	4	25						
HISPANIA SPIRIT	918		8	3	2		13	NEO ENERGY	493				1			1						
SUEZ BOSTON	918				1		1	SCF ARTIC	473	5		3			1	9						
SIMAISMA	911	1					1	PORTO VENERE	420	9		3	1		1	14						
CASTILLO DE VILLABA	910	3				1	4	ELBA	260	7			3		2	12						
KARIN ELIN	910					1	1	PALMARIA	260	7		7			3	17						
BAYELSA	905	1	2				4	ANNABELLA	240	10		4	1		10	25						
ENUGU	905		1				1	ISABELLA	215	21			25		11	57						
EXCALIBUR	905		2				2															
								<b>87 buques metaneros descargan en el Sistema</b>								<b>135</b>	<b>67</b>	<b>66</b>	<b>103</b>	<b>26</b>	<b>97</b>	<b>494</b>

\* Se utiliza la capacidad nominal media descargada al variar el PCS en función del origen de la carga.

La descarga de los buques Q-Flex ( AL GATTARA, TEMPBEK, AL GHARIYA, AL SAFLIYA y DUHAIL) en la planta de Cartagena en el año 2008 son parciales.

Los volúmenes de GN descienden un -1,7% en 2008, destacando las aportaciones por las conexiones de Tarifa y Larrau.

### Entradas al sistema

	Unidad : GWh	2007	2008	Real-08 s/Real-07
GN	Tarifa	95.743	98.275	+ 2,6 %
	Larrau	26.306	22.296	- 15,2 %
	Nacional	1.040	1.334	+ 28,3 %
	Tuy	-	-	
	Badajoz	6.500	5.415	- 16,7 %
	Total GN	<b>129.589</b>	<b>127.321</b>	<b>- 1,7 %</b>
GNL	Planta de Barcelona	70.216	77.100	+ 9,8 %
	Planta de Cartagena	38.479	47.316	+ 23,0 %
	Planta de Huelva	58.312	61.814	+ 6,0 %
	Planta de Bilbao	44.800	56.811	+ 26,8 %
	Planta de Sagunto	58.911	66.915	+ 13,6 %
	Planta de Mugardos	9.641	21.624	+ 124,3 %
	Total GNL	<b>280.358</b>	<b>331.580</b>	<b>+ 18,3 %</b>
Total oferta		<b>409.947</b>	<b>458.901</b>	<b>+ 11,9 %</b>

A principios de septiembre, la eliminación en los últimos tres meses de algunos cargamentos procedentes de Argelia, debido a problemas técnicos comunicados por Sonatrach, repercuten en una paulatina disminución de niveles de existencias de GNL en la generalidad de las plantas de regasificación del sistema gasista español. Esto junto con el retraso en la llegada de más de cuatro días, en la terminal de Huelva, de un buque metanero de 72.000 m<sup>3</sup> con origen en el puerto de Skikda en Argelia, hace precisa la adopción a partir del día 8 de medidas extraordinarias para mantener la atención de la demanda y unos niveles mínimos de seguridad en esta planta, que recomiendan la declaración de una SOE nivel 0 por falta de gas en la planta de Huelva. Se reduce la producción de la planta de Huelva a 150.000 m<sup>3</sup>/h más carga de cisternas, se aumenta la producción de las plantas de Sagunto y Cartagena, se activa el acuerdo de "Asistencia Mutua ENAGAS-REN en situaciones de emergencia" y se paraliza la extracción de los almacenamientos subterráneos. El día 12, con la llegada a la Planta de Huelva del buque metanero se considera terminada la SOE nivel 0 (Nota de Operación nº 11) sin verse afectado ningún usuario final y manteniéndose en todo momento presiones en gasoductos superiores a los mínimos de garantía.



### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE LARRAU

En julio-2008 quedan suspendidas las entradas y salidas por la conexión debido a un mantenimiento programado de la misma. Durante el resto del ejercicio 2008, por la conexión internacional de Larrau se importa y exporta simultáneamente, siendo el saldo neto importador.

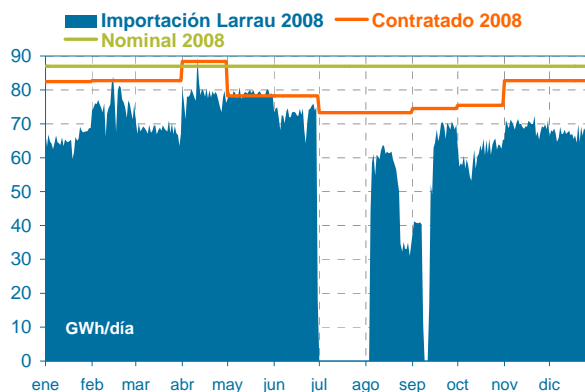
1. Importación: procedente básicamente del contrato con Noruega, 22.296 GWh.
2. Exportación: se incrementan las exportaciones de 675 GWh en 2007 a 1.771 GWh en 2008.

## Conexión Internacional de LARRAU

### IMPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
ATR's	22.296	-15%	26.306
Capacidad CONTRATADA	29.112	4%	27.988
USO de la CONTRATACIÓN	77%		94%

**Capacidad nominal FÍSICA 87**

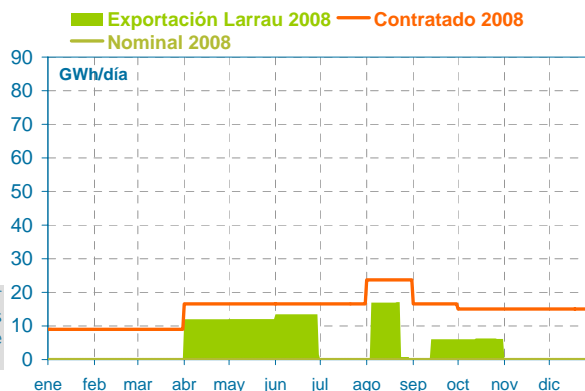


### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
ATR's	1.771	162%	675
Capacidad CONTRATADA	5.449	-52%	11.305
USO de la CONTRATACIÓN	33%		6%

**Capacidad nominal FÍSICA 0**

Las exportaciones se producen por contraflujo con las importaciones respetando unas cantidades mínimas de entrada que varían de invierno a verano



### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE IRÚN:

Las exportaciones por la Conexión Internacional de Irún se reducen un -77%, pasando de 532 GWh en 2007 a 123 GWh en el 2008, aunque la contratación en parámetros anuales es similar a la del año anterior.

## Conexión Internacional de IRÚN

### IMPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
ATR's	0	-	0
Capacidad CONTRATADA	0	-	0
USO de la CONTRATACIÓN	-		-

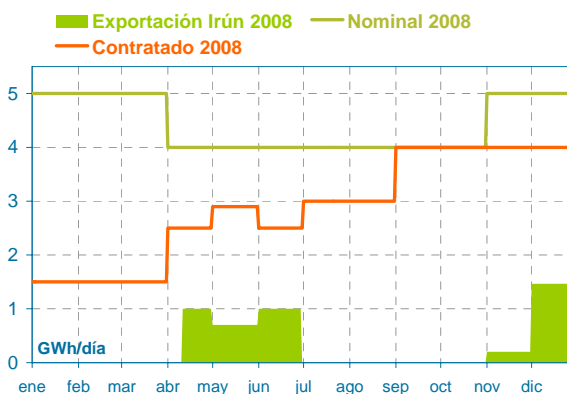
**Capacidad nominal FÍSICA** 0 GWh/día invierno  
10 GWh/día verano



### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
ATR's	123	-77%	532
Capacidad CONTRATADA	1.050	4%	1.007
USO de la CONTRATACIÓN	12%		53%

**Capacidad nominal FÍSICA** 5 GWh/día invierno  
4 GWh/día verano



### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE TARIFA:

Por el gasoducto Mabreb-Europa se recibe gas argelino en la C.I de Tarifa para el sistema español y, en tránsito, para el sistema portugués.

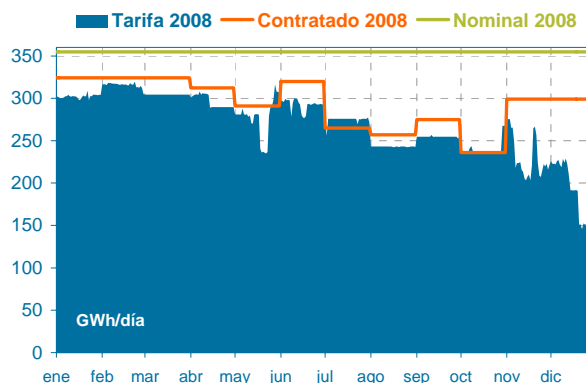
1. Para cobertura del mercado español: 98.275 GWh. En el último trimestre disminuyen las entradas por esta conexión.
2. En tránsito por el sistema español para el mercado portugués: 28.330 GWh.

## Conexión Internacional de TARIFA

### IMPORTACIÓN sistema español

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
	98.275	3%	95.743
<b>Capacidad CONTRATADA</b>	107.440	-17%	129.513
<b>USO de la CONTRATACIÓN</b>	91%		74%

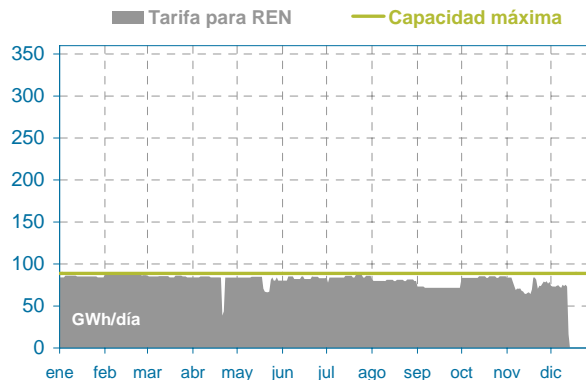
**Capacidad nominal FÍSICA diaria** **355**



### IMPORTACIÓN tránsito REN a Portugal

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
	28.330	27%	22.366
<b>Capacidad MÁXIMA x 365</b>	32.574	0,3%	32.485
<b>% USO de la CAP. MÁXIMA</b>	87%		69%

**Capacidad MÁXIMA diaria** **89**



### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE BADAJOZ:

Por la conexión internacional de Badajoz se importa y exporta gas simultáneamente:

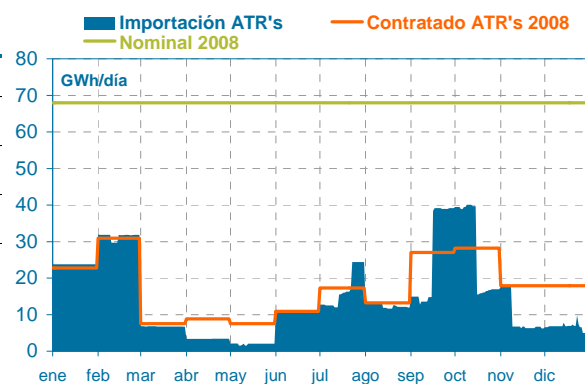
1. Importación: durante 2008 las Comercializadoras introducen gas por Badajoz acumulando 5.415 GWh en el año, cuyo origen físico es Argelia.
2. Exportación: las Comercializadoras en España exportan 251 GWh en el año para su consumo en Portugal.

## Conexión Internacional de BADAJOZ

### IMPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
ATR's	5.415	-17%	6.500
Capacidad CONTRATADA	6.386	-20%	8.000
USO de la CONTRATACIÓN	85%		81%

**Capacidad nominal FÍSICA 68**

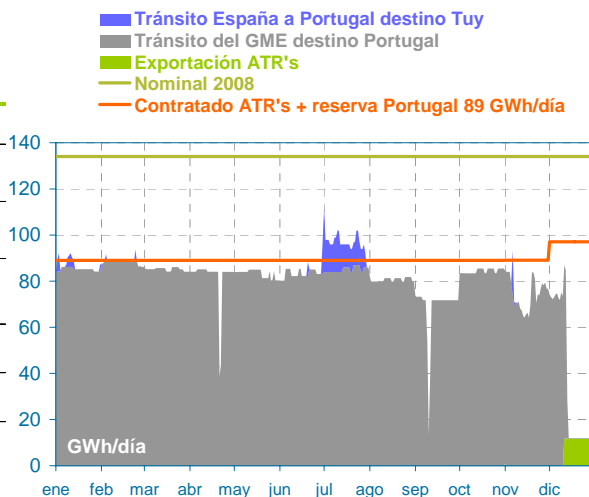


### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
Tránsito del GME destino Portugal	28.330	27%	22.366
Tránsito España a Portugal destino Tuy	466	-75%	1.884
ATR's	251	-61%	650
Capacidad CONTRATADA ATR's	6.386	713%	785
USO de la CONTRATACIÓN ATR's	4%		83%

**Capacidad nominal FÍSICA 134 \***

\* incluye la capacidad reservada de GALP por tránsito a Portugal de 89 GWh/día



### CONEXIÓN INTERNACIONAL DE TUY:

La contratación y uso de esta conexión por parte de las comercializadoras en España es nulo en 2008.

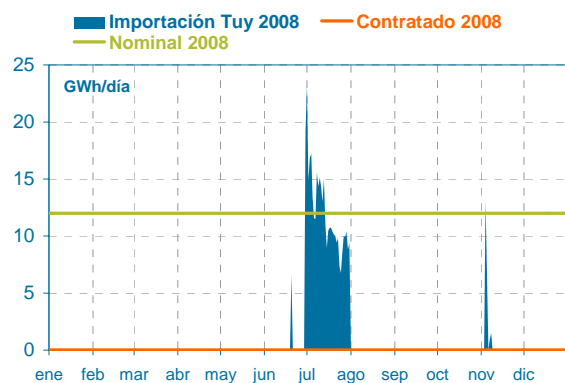
Sin embargo, en el mes de julio, con la C.I. de Larrau indisponible por operaciones de mantenimiento, y el transporte desde el sur operando a su máxima capacidad, se requiere el empleo de la C.I. Tuy para apoyar la aspiración de EC Haro y permitir, al mismo tiempo, la inyección en Gaviota y presiones correctas en la zona de Zaragoza. Las cantidades aportadas desde Tuy se transportan desde la C.I. de Badajoz por los gasoductos portugueses Campo Maior – Leiria – Braga y Braga –Tuy.

## Conexión Internacional de TUY

### IMPORTACIÓN

unidad GWh	año 2008	% Δ año	año 2007
<i>Tránsito Portugal a España desde Badajoz</i>	459	-76%	1.876
ATR's	0	-	0
Capacidad CONTRATADA	0	-	0
USO de la CONTRATACIÓN	-	-	-

**Capacidad nominal FÍSICA 12**



### EXPORTACIÓN

unidad GWh	año-08	% Δ año	año 2007
ATR's	0	-	0
Capacidad CONTRATADA	0	-	0
USO de la CONTRATACIÓN	-	-	-

**Capacidad nominal FÍSICA 36**

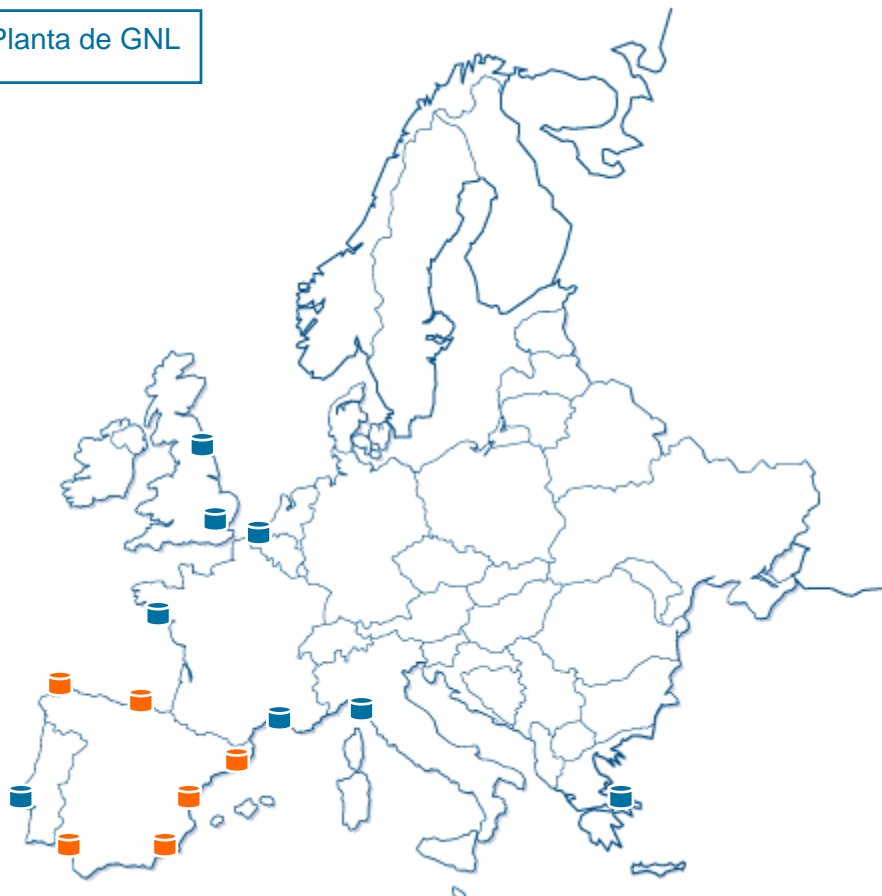


# 3

plantas

**regasificación**

Actualmente la Unión Europea cuenta con 14 plantas de regasificación, de las cuales 6 pertenecen al sistema gasista español. El 72 % de los aprovisionamientos de gas natural a lo largo de 2008 han sido en forma de GNL.



En el año 2008 el sistema gasista continuó ampliando sus plantas, con el objetivo de reforzar la estructura de aprovisionamiento de la Península y poder seguir incrementando la diversificación de las procedencias.

Las inversiones más significativas en el área de regasificación se desarrollaron en la planta de Cartagena, que amplió su capacidad de almacenamiento con un nuevo tanque de 150.000 m<sup>3</sup> de GNL y su capacidad nominal de regasificación a 1.350.000 Nm<sup>3</sup>/h.

La producción global de las plantas del sistema aumenta en un +18%, con respecto al ejercicio 2007. El 56% ha sido regasificado en las plantas de ENAGAS, el 20% en la planta de SAGGAS, el 17% en la de BBG y el 7% restante en REGANOSA, que experimenta un incremento del 144% debido a que su incorporación al sistema gasista se produjo en mayo de 2007. El factor de utilización medio del conjunto de las plantas del sistema gasista español ha sido del 49% respecto a la capacidad nominal y del 68 % respecto a la contratación.

## Regasificación en el Sistema

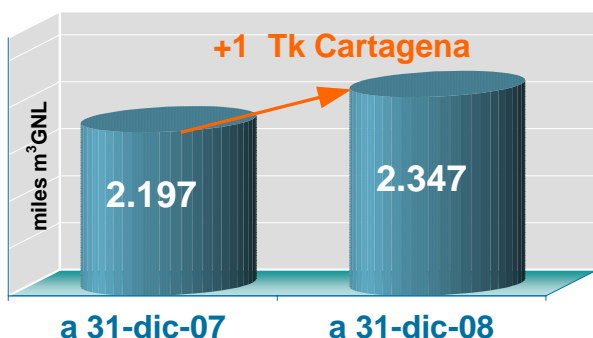
	año 2007	año 2008	%s/año 2007
<i>Unidad : GWh</i>			
<b>Barcelona</b>	<b>70.013</b>	<b>77.601</b>	<b>+11%</b>
<b>Huelva</b>	<b>58.468</b>	<b>61.101</b>	<b>+5%</b>
<b>Cartagena</b>	<b>38.122</b>	<b>47.323</b>	<b>+24%</b>
<i>Total Plantas Enagás</i>	<i>166.603</i>	<i>186.025</i>	<i>+12%</i>
<b>Bilbao</b>	<b>45.532</b>	<b>56.278</b>	<b>+24%</b>
<b>Sagunto</b>	<b>59.035</b>	<b>66.586</b>	<b>+13%</b>
<b>Mugardos</b>	<b>8.909</b>	<b>21.749</b>	<b>+144%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>280.079</b>	<b>330.638</b>	<b>+18,1%</b>

*Incluye la carga de cisternas*

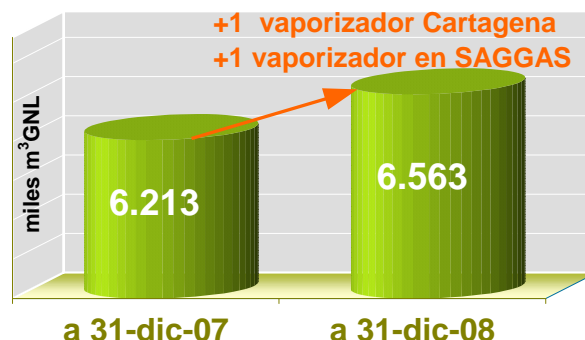
Con la finalización de la duplicación del tramo Barcelona-Arbós en diciembre-2008 se resuelven las limitaciones de transporte zonal para evacuar la capacidad nominal de regasificación de la planta de Barcelona, con una capacidad al finalizar el año 2008 de 1.650.000 Nm<sup>3</sup>/h, y su posterior ampliación a 1.800.000 Nm<sup>3</sup>/h en abril-2009 y a 1.950.000 Nm<sup>3</sup>/h en junio-2009.

Se refuerza la capacidad de almacenamiento en el sistema con la incorporación de un nuevo tanque de 150.000 m<sup>3</sup> en la planta de Cartagena en sep-2008. También se incrementa la capacidad de emisión de la planta de Cartagena y de la planta de Sagunto que amplían sus nominales de vaporización a 1.350.000 Nm<sup>3</sup>/h (nov-2008) y 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h (dic-2008) respectivamente:

Capacidad de almacenamiento en tanques



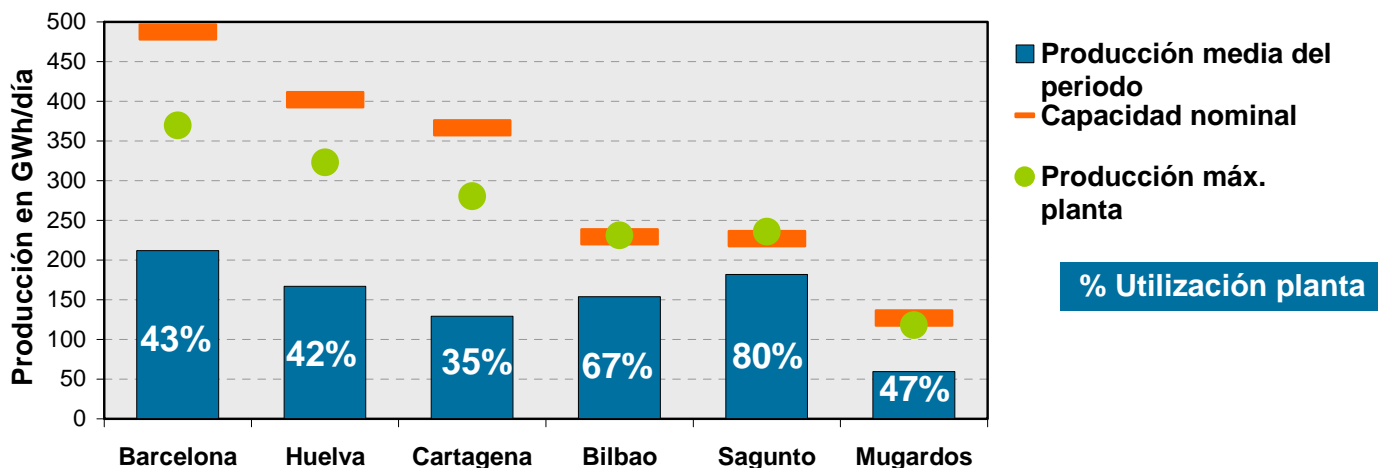
Capacidad de regasificación en tanques



A continuación, se muestra la producción máxima de las plantas y el ratio de utilización medio, definido como el cociente entre la producción real sobre la producción nominal y la descarga de buques de GNL por planta, para el año 2008.



Destaca la alta utilización de los agentes de la planta de Sagunto, 80%, seguida por la planta de Bilbao, 67%.



Se incluye la carga de cisternas

### Descargas buques de GNL

	año 2007					año 2008					GNL %/año 2007		
	GNL descargado GWh	n° buques			CARGAS GWh	n° cargas	GNL descargado GWh	n° buques				CARGAS GWh	n° cargas
		G	M	P			G	M	P				
<b>Barcelona</b>	<b>70.216</b>	65	16	26	-	-	<b>77.100</b>	62	28	45	-	-	+10%
<b>Huelva</b>	<b>58.312</b>	55	6	36	<b>332</b>	-2	<b>61.814</b>	49	25	29	-	-	+6%
<b>Cartagena</b>	<b>38.479</b>	41	4	16	-	-	<b>47.316</b>	48	7	11	-	-	+23%
<i>Σ Plantas Enagás</i>	<i>167.007</i>	<i>161</i>	<i>26</i>	<i>78</i>	<i>332</i>	<i>-2</i>	<i>186.229</i>	<i>159</i>	<i>60</i>	<i>85</i>	-	-	+12%
<b>Bilbao</b>	<b>44.800</b>	50	2	-	-	-	<b>56.811</b>	65	2	-	-	-	+27%
<b>Sagunto</b>	<b>58.911</b>	53	11	33	-	-	<b>66.915</b>	64	7	26	-	-	+14%
<b>Mugaros</b>	<b>9.641</b>	11	-	-	-	-	<b>21.624</b>	24	2	-	-	-	+124%
<b>TOTAL</b>	<b>280.358</b>	<b>275</b>	<b>39</b>	<b>111</b>	<b>332</b>	<b>-2</b>	<b>331.580</b>	<b>312</b>	<b>71</b>	<b>111</b>	-	-	+18%

Notas de operación en 2008 que afectan a la logística de las plantas de regasificación:

A lo largo del año 2008, se publican cuatro notas de operación por congestión o incumplimiento de entradas mínimas en el sistema con la consecuente declaración de SOE, que se resuelven con desvíos de buques a la planta de Barcelona.

Dos de ellas, son debidas a una aportación de GNL en la planta de Barcelona insuficiente para atender la demanda prevista en la zona de Barcelona-Tivisa (Nota de operación nº 2 y Nota de Operación nº 14). Se resuelven con el desvío hacia Barcelona, en la programación de marzo, de un buque destinado inicialmente a la Planta de Huelva (Nota de Operación nº 2), y el intercambio de un buque de Sagunto de 138.500 m<sup>3</sup> a Barcelona y uno de 35.500 m<sup>3</sup> de Barcelona a Sagunto en la programación de noviembre.

Las otras dos restantes son debidas a congestiones en el transporte del sur (Nota de Operación nº 5) y del Levante (Nota de Operación nº 8). La primera se

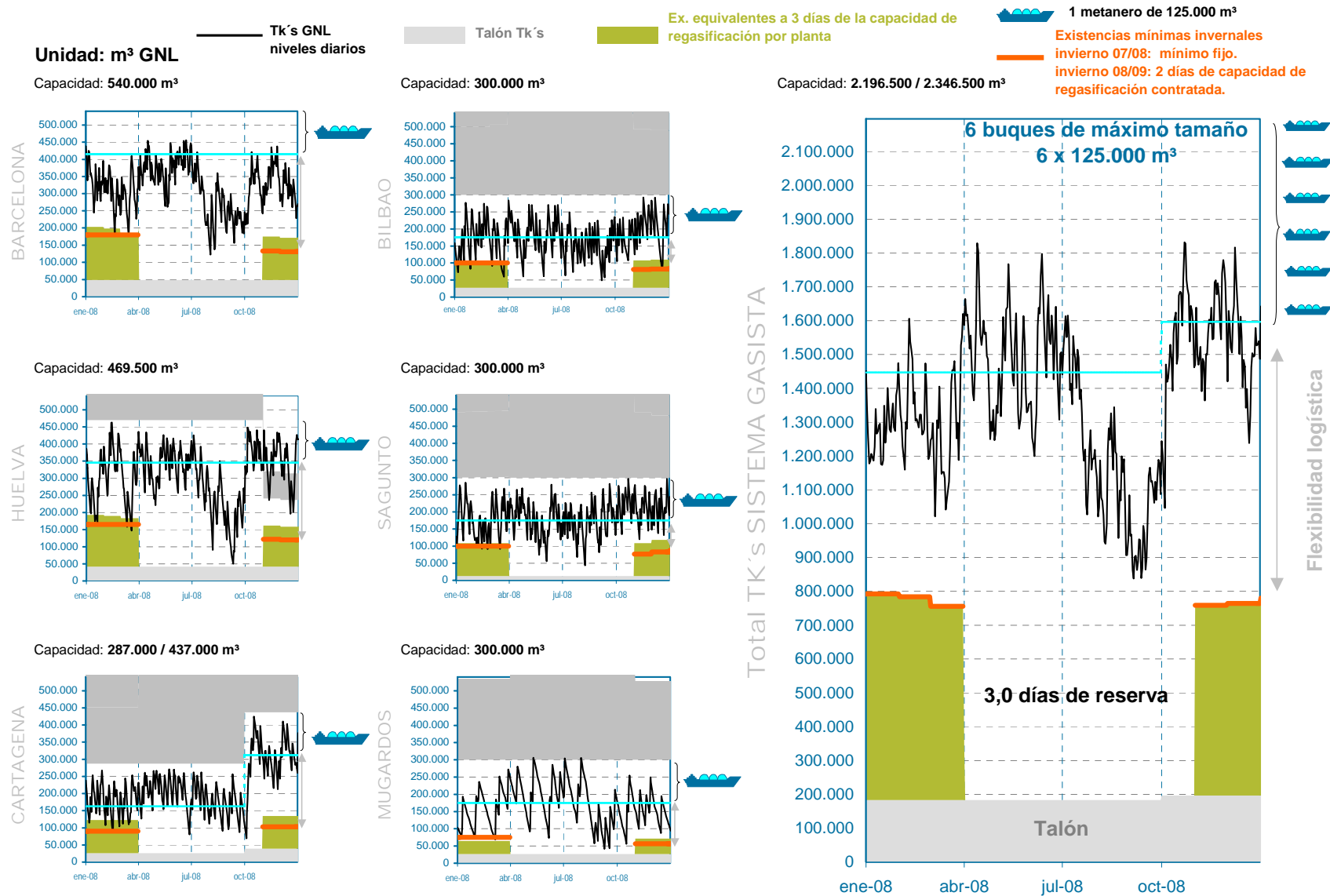
resuelve con el desvío de un buque cuyo destino era Huelva a la planta de Barcelona. La segunda con el intercambio de un buque de Sagunto de 138.000 m<sup>3</sup> a Barcelona y uno de 72.000 m<sup>3</sup> de Barcelona a Sagunto.

En el mes de junio, debido a una operación de mantenimiento en la planta Cartagena, no es posible la descarga de metaneros desde el día 18 hasta el día 28 del mismo mes. Por ello es necesario aumentar la producción de la planta de Barcelona en detrimento de la planta de Cartagena. Esto exige el traslado a Barcelona de un buque que inicialmente estaba destinado a la planta de Cartagena, para ello se declara Situación de Operación Excepcional (SOE) nivel cero (Nota de Operación nº 4).

Debido a dos incidencias en plantas de regasificación se generan dos Notas de Operación. La primera de ellas se produce en la planta de Sagunto, el 14 de agosto, con una duración de cinco horas. Se resuelve según se indica en la Nota de Operación nº 9. La demanda del sistema se atiende sin ningún problema operativo ni comercial. La segunda parada no programada se produce en la planta de Barcelona el día 2 de noviembre, provocando primero una parada de 30 minutos a las 15:10 y a las 17:00 se repite de nuevo la anomalía, habiendo una reducción significativa en la emisión de la planta. El día 3 de noviembre se incrementa la emisión hasta 600.000 Nm<sup>3</sup>(h), el día 4 se aumenta a 670.000 Nm<sup>3</sup>(h) y el día 5 la planta restablece su capacidad operativa. En todo momento se mantiene la atención a toda la demanda programada y las presiones de garantía del sistema (Nota de Operación nº 15).

En el invierno 08/09, con el nuevo Plan de Actuación Invernal aprobado en la Resolución de 11 de noviembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, varían las reglas invernales que afectan a existencias mínimas en tanques, respecto al invierno 07/08: en el invierno 08/09 cada comercializador debe mantener como mínimo dos días del total de la capacidad contratada de regasificación en cada planta y tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de plantas del sistema, en cambio, en el invierno anterior el mínimo establecido por planta era una cantidad fija.

## Gestión de Existencias en TANQUES de GNL

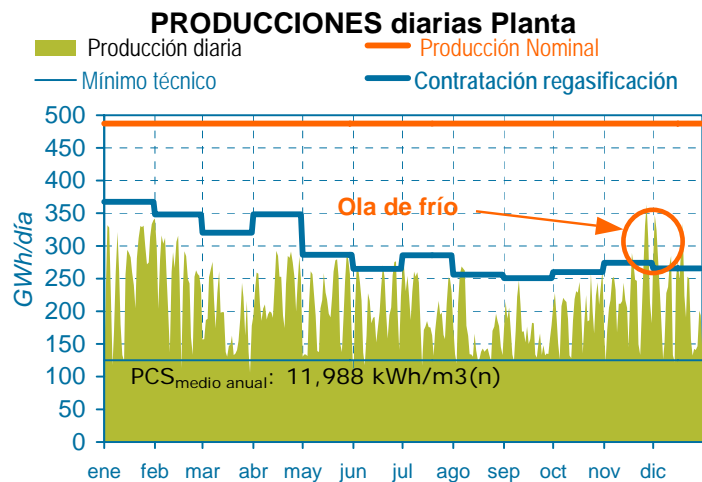
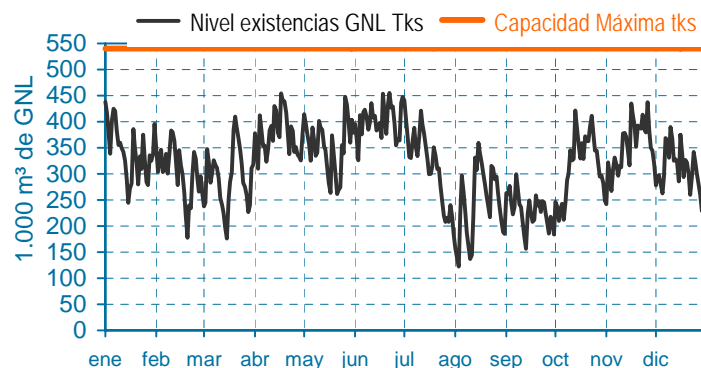


		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
BARCELONA	<b>A</b> Producción anual - GWh/año	49.441	58.203	59.531	60.857	69.872	71.247	79.315	89.118	72.541	70.013	77.601	
	<b>B</b> Producción máxima - GWh/día Fecha del máximo	240,2 27-ene-98	274,2 04-mar-99	257,7 24-nov-00	333,0 19-dic-01	326,2 10-ene-02	336,0 19-feb-03	321,0 23-nov-04	369,7 27-ene-05	349,9 12-ene-06	369,2 18-dic-07	363,4 27-nov-08	
	<b>C = A/365</b> Producción media diaria - GWh/día	135,5	159,5	162,7	166,7	191,4	195,2	216,7	244,2	198,7	191,8	212,0	
	<b>B/C</b> Factor de carga: máxima/media	1,77	1,72	1,58	2,00	1,70	1,72	1,48	1,51	1,76	1,92	1,71	
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
HUELVA	<b>A</b> Producción anual - GWh/año	2.193	6.720	24.359	31.253	33.374	37.515	29.833	51.810	62.344	58.468	61.101	
	<b>B</b> Producción máxima - GWh/día Fecha del máximo	39,9 31-ago-98	86,8 18-dic-99	130,4 20-dic-00	138,6 29-mar-01	129,7 20-feb-02	144,8 30-jun-03	194,2 22-dic-04	308,4 28-ene-05	330,5 21-dic-06	323,2 21-mar-07	277,3 27-nov-08	
	<b>C = A/365</b> Producción media diaria - GWh/día	6,0	18,4	66,6	85,6	91,4	102,8	81,5	141,9	170,8	160,2	166,9	
	<b>B/C</b> Factor de carga: máxima/media	6,64	4,71	1,96	1,62	1,42	1,41	2,38	2,17	1,93	2,02	1,66	
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
CARTAGENA	<b>A</b> Producción anual - GWh/año	16.250	16.848	19.778	24.874	43.100	59.276	61.649	69.227	50.602	38.122	47.323	
	<b>B</b> Producción máxima - GWh/día Fecha del máximo	86,1 12-mar-98	87,6 11-may-99	91,9 28-nov-00	90,7 30-nov-01	129,7 18-oct-02	222,9 18-feb-03	211,4 02-mar-04	273,6 29-nov-05	280,3 31-ene-06	227,4 18-dic-07	241,9 28-nov-08	
	<b>C = A/365</b> Producción media diaria - GWh/día	44,5	46,2	54,0	68,1	118,1	162,4	168,4	189,7	138,6	104,4	129,3	
	<b>B/C</b> Factor de carga: máxima/media	1,93	1,90	1,70	1,33	1,10	1,37	1,26	1,44	2,02	2,18	1,87	
								2003	2004	2005	2006	2007	2008
BILBAO	<b>A</b> Producción anual - GWh/año							7.308	30.166	38.441	50.132	45.532	56.278
	<b>B</b> Producción máxima - GWh/día Fecha del máximo							88,0 11-sep-03	189,0 11-nov-04	222,4 21-dic-05	206,1 13-sep-06	215,7 18-dic-07	231,1 02-oct-08
	<b>C = A/365</b> Producción media diaria - GWh/día							50,7	82,4	105,3	137,3	124,7	153,8
	<b>B / C</b> Factor de carga: máxima/media							1,73	2,29	2,11	1,50	1,73	1,50
										2006	2007	2008	
SAGUNTO	<b>A</b> Producción anual - GWh/año									41.884	59.035	66.586	
	<b>B</b> Producción máxima - GWh/día Fecha del máximo									218,3 24-mar-06	215,7 20-nov-07	237,7 10-dic-08	
	<b>C = A/365</b> Producción media diaria - GWh/día									134,2	189,2	181,9	
	<b>B/C</b> Factor de carga: máxima/media									1,63	1,14	1,31	
												2007	2008
REGANOSA	<b>A</b> Producción anual - GWh/año											8.909	21.749
	<b>B</b> Producción máxima - GWh/día Fecha del máximo											63,6 18-jul-07	118,1 11-sep-08
	<b>C = A/365</b> Producción media diaria - GWh/día											28,6	59,4
	<b>B/C</b> Factor de carga: máxima/media											2,23	1,99

# PLANTA DE BARCELONA EN 2008

Periodo: del 1-ene-2008 al 31-dic-2008

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



El mínimo técnico es un parámetro aportado por la propia planta de regasificación

Información CONTRATACIÓN media anual	Regasificación	GWh / día	<b>294</b>
	Cisternas	GWh / día	<b>14</b>
	<b>Utilización media contratación</b>		<b>69%</b>

<b>Descarga Buques GNL</b>	GWh	<b>77.100</b>
	nº buques	<b>135</b>

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	inicio periodo		fin periodo	
		m³ GNL	<b>540.000</b>	<b>540.000</b>	
	GWh	<b>3.699</b>	<b>3.699</b>		
	Talón (9%) m³ GNL	<b>48.600</b>	<b>48.600</b>		
<b>Existencias medias tk's (Ex)</b>		<b>m³ GNL</b>		<b>319.638</b>	
		<b>GWh</b>		<b>2.190</b>	

PRODUCCIÓN Barcelona	Nominal	Mínimo técnico		<b>128</b>	
		Total (A)	GWh / día	<b>487</b>	<b>487</b>
	Vaporización	1.000 Nm³/h	<b>1.650</b>	<b>1.650</b>	
	Cisternas	MNm³ / día	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>	
Diaria	RECORD	GWh / día	<b>370</b>	<b>27-ene-05</b>	
	máxima	GWh / día	<b>363</b>		
	media (B)	GWh / día	<b>212</b>		
	mínima	GWh / día	<b>98</b>		
<b>PRODUCCIÓN periodo GWh</b>			<b>77.601</b>		

<b>Días de autonomía (Ex-T)/B</b>	<b>8,8 días</b>
-----------------------------------	-----------------

<b>RATIO UTILIZACIÓN planta</b> producción media / producción nominal (B/A)	<b>43%</b>
--	------------

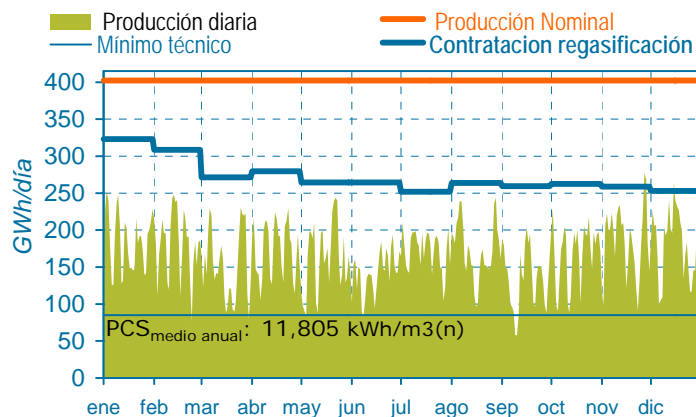
### PLANTA DE HUELVA EN 2008

Periodo: del 1-ene-2008 al 31-dic-2008

#### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



#### PRODUCCIONES diarias Planta



El mínimo técnico es un parámetro aportado por la propia planta de regasificación

Información CONTRATACIÓN media anual	Regasificación	GWh / día	<b>272</b>
	Cisternas	GWh / día	<b>13</b>
	<b>Utilización media contratación</b>		<b>59%</b>

Descarga Buques GNL	GWh	<b>61.906</b>
	nº buques	<b>103</b>

			inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	<b>469.500</b>	<b>469.500</b>
		GWh	<b>3.216</b>	<b>3.216</b>
		Talón (9%) m³ GNL	<b>42.255</b>	<b>42.255</b>
	Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	<b>308.724</b>	
		GWh	<b>2.115</b>	

		Mínimo técnico		<b>85</b>	
PRODUCCIÓN Huelva	Nominal	Total (A)	GWh / día	<b>402</b>	<b>402</b>
		Vaporización	1.000 Nm³/h	<b>1.350</b>	<b>1.350</b>
		Cisternas	MNm³ / día	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>
	Diaria	RECORD	GWh / día	<b>331</b>	<b>21-dic-06</b>
		máxima	GWh / día	<b>277</b>	
		media (B)	GWh / día	<b>167</b>	
mínima		GWh / día	<b>58</b>		
<b>PRODUCCIÓN periodo GWh</b>			<b>61.101</b>		

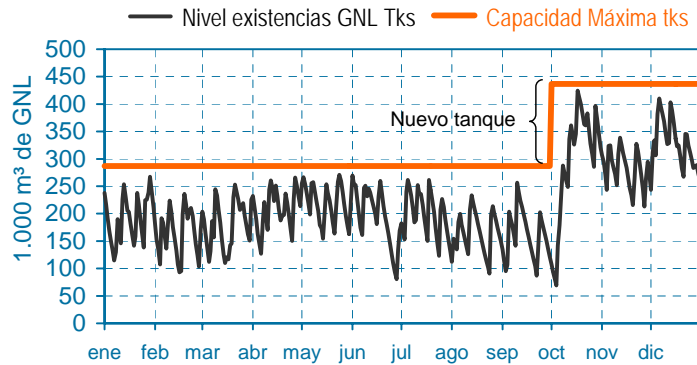
Días de autonomía (Ex-T)/B	<b>10,7 días</b>
----------------------------	------------------

<b>RATIO UTILIZACIÓN planta</b> producción media / producción nominal (B/A)	<b>42%</b>
--	------------

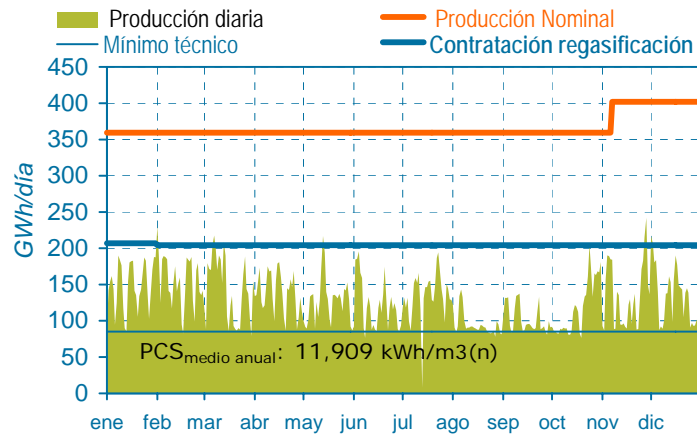
### PLANTA DE CARTAGENA EN 2008

Periodo: del 1-ene-2008 al 31-dic-2008

#### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



#### PRODUCCIONES diarias Planta



El mínimo técnico es un parámetro aportado por la propia planta de regasificación

Información CONTRATACIÓN media anual	Regasificación	GWh / día	<b>204</b>
	Cisternas	GWh / día	<b>13</b>
	<b>Utilización media contratación</b>		<b>59%</b>

<b>Descarga Buques GNL</b>	GWh	<b>47.316</b>
	nº buques	<b>66</b>

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	inicio periodo		fin periodo	
		m³ GNL	<b>287.000</b>	<b>437.000</b>	
		GWh	<b>1.966</b>	<b>2.993</b>	
Talón (9%) m³ GNL		<b>25.830</b>	<b>39.330</b>		
<b>Existencias medias tk's (Ex)</b>		<b>m³ GNL</b>		<b>216.288</b>	
		<b>GWh</b>		<b>1.482</b>	

<b>PRODUCCIÓN Cartagena</b>	<b>Mínimo técnico</b>		<b>85</b>		
	<b>Nominal</b>	<b>Total (A)</b>	<b>GWh / día</b>	<b>359</b>	<b>402</b>
		Vaporización	1.000 Nm³/h	<b>1.200</b>	<b>1.350</b>
		Cisternas	MNm³ / día	<b>1,5</b>	<b>1,5</b>
	<b>Diaria</b>	<b>RECORD</b>	<b>GWh / día</b>	<b>280</b>	<b>31-ene-06</b>
		máxima	GWh / día	<b>242</b>	
		media (B)	GWh / día	<b>129</b>	
mínima		GWh / día	<b>7</b>		
<b>PRODUCCIÓN periodo GWh</b>			<b>47.323</b>		

<b>Días de autonomía (Ex-T)/B</b>	<b>10,0 días</b>
-----------------------------------	------------------

<b>RATIO UTILIZACIÓN planta</b> producción media / producción nominal (B/A)	<b>35%</b>
--	------------

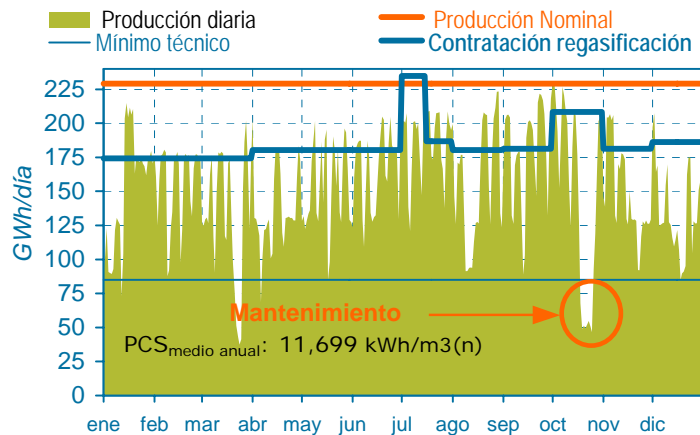
### PLANTA DE BILBAO EN 2008

Periodo: del 1-ene-2008 al 31-dic-2008

#### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



#### PRODUCCIONES diarias Planta



El mínimo técnico es un parámetro aportado por la propia planta de regasificación

Información CONTRATACIÓN media anual	Regasificación	GWh / día	<b>184</b>
	Cisternas	GWh / día	<b>4</b>
	<b>Utilización media contratación</b>		<b>82%</b>

<b>Descarga Buques GNL</b>	GWh	<b>56.811</b>
	<i>nº buques</i>	<b>67</b>

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	<i>inicio periodo</i> <i>fin periodo</i>	
		m³ GNL	<b>300.000</b>
	GWh	<b>2.055</b>	<b>2.055</b>
	Talón (9%) m³ GNL	<b>27.000</b>	<b>27.000</b>
Existencias medias tk's (Ex)	m³ GNL	<b>174.827</b>	
	GWh	<b>1.198</b>	

PRODUCCIÓN Bilbao	Mínimo técnico		<b>85</b>		
	Nominal	Total (A)	GWh / día	<b>229</b>	<b>229</b>
		Vaporización	1.000 Nm³/h	<b>800</b>	<b>800</b>
		Cisternas	MNm³ / día	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>
	Diaria	RECORD	GWh / día	<b>231</b>	02-oct-08
		máxima	GWh / día	<b>231</b>	
		media (B)	GWh / día	<b>154</b>	
		mínima	GWh / día	<b>38</b>	
	<b>PRODUCCIÓN periodo GWh</b>			<b>56.278</b>	

<b>Días de autonomía (Ex-T)/B</b>	<b>6,6 días</b>
-----------------------------------	-----------------

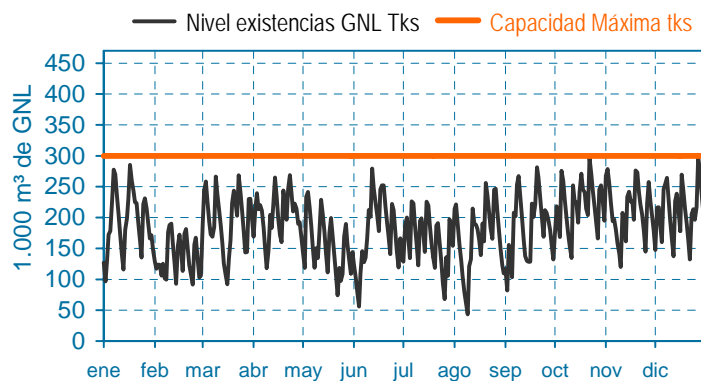
<b>RATIO UTILIZACIÓN planta</b> producción media / producción nominal (B/A)	<b>67%</b>
---	------------



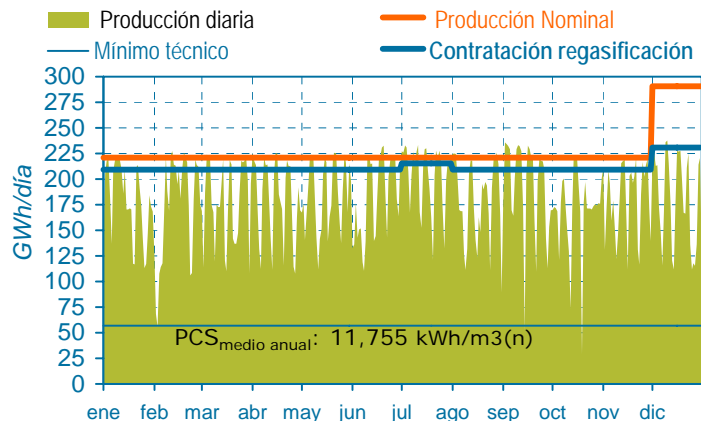
# PLANTA DE SAGUNTO EN 2008

Periodo: del 1-ene-2008 al 31-dic-2008

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



El mínimo técnico es un parámetro aportado por la propia planta de regasificación

Información CONTRATACIÓN media anual	Regasificación	GWh / día	<b>212</b>
	Cisternas	GWh / día	<b>11</b>
	<b>Utilización media contratación</b>		<b>82%</b>

<b>Descarga Buques GNL</b>	GWh	<b>66.915</b>
	nº buques	<b>97</b>

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	inicio periodo		fin periodo	
		m³ GNL	<b>300.000</b>	<b>300.000</b>	
		GWh	<b>2.055</b>	<b>2.055</b>	
Talón (4,17%) m³ GNL		<b>12.510</b>	<b>12.510</b>		
<b>Existencias medias tk's (Ex)</b>		<b>m³ GNL</b>		<b>184.986</b>	
		<b>GWh</b>		<b>1.267</b>	

<b>PRODUCCIÓN Sagunto</b>	<b>Mínimo técnico</b>		<b>71</b>		
	<b>Nominal</b>	Total (A)	GWh / día	<b>221</b>	<b>291</b>
		Vaporización	1.000 Nm³/h	<b>750</b>	<b>1.000</b>
		Cisternas	MNm³ / día	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>
	<b>Diaria</b>	RECORD	GWh / día	<b>238</b>	<b>10-dic-08</b>
		máxima	GWh / día	<b>238</b>	
		media (B)	GWh / día	<b>182</b>	
mínima		GWh / día	<b>29</b>		
<b>PRODUCCIÓN periodo GWh</b>			<b>66.586</b>		

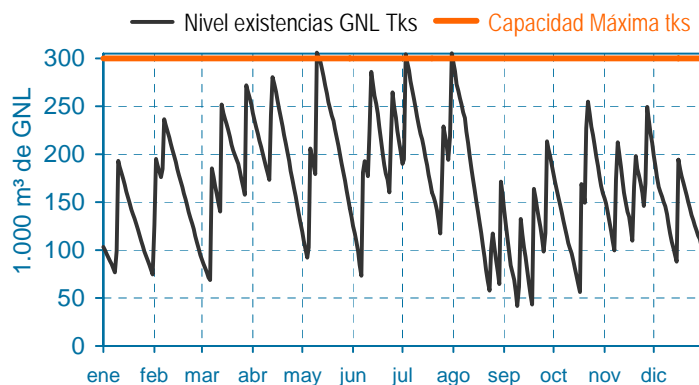
<b>Días de autonomía (Ex-T)/B</b>	<b>6,4 días</b>
-----------------------------------	-----------------

<b>RATIO UTILIZACIÓN planta</b> producción media / producción nominal (B/A)	<b>80%</b>
---	------------

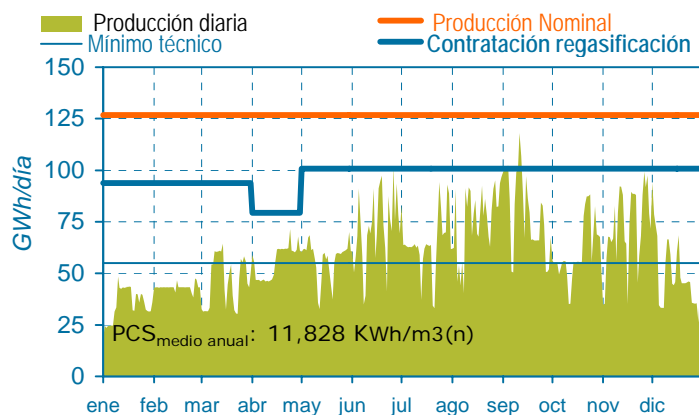
# PLANTA DE MUGARDOS EN 2008

Periodo: del 1-ene-2008 al 31-dic-2008

### Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



### PRODUCCIONES diarias Planta



El mínimo técnico es un parámetro aportado por la propia planta de regasificación

Información CONTRATACIÓN	Regasificación	GWh / día	<b>97</b>
	Cisternas	GWh / día	<b>3</b>
	<b>Utilización media contratación</b>		<b>59%</b>

<b>Descarga Buques GNL</b>	GWh	<b>21.624</b>
	nº buques	<b>26</b>

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	inicio periodo		fin periodo	
		m³ GNL	<b>300.000</b>	<b>300.000</b>	
		GWh	<b>2.055</b>	<b>2.055</b>	
Talón (9%) m³ GNL		<b>27.000</b>	<b>27.000</b>		
<b>Existencias medias tk's (Ex)</b>		<b>m³ GNL</b>		<b>168.388</b>	
		<b>GWh</b>		<b>1.153</b>	

<b>PRODUCCIÓN Mugaros</b>	<b>Mínimo técnico</b>		<b>55</b>		
	<b>Nominal</b>	Total (A)	GWh / día	<b>127</b>	<b>127</b>
		Vaporización	1.000 Nm³/h	<b>413</b>	<b>413</b>
		Cisternas	MNm³ / día	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>
	<b>Diaria</b>	RECORD	GWh / día	<b>118</b>	<b>11-sep-08</b>
		máxima	GWh / día	<b>118</b>	
		media (B)	GWh / día	<b>59</b>	
		mínima	GWh / día	<b>18</b>	
<b>PRODUCCIÓN periodo GWh</b>			<b>21.749</b>		

<b>Días de autonomía (Ex-T)/B</b>	<b>16,0 días</b>
-----------------------------------	------------------

<b>RATIO UTILIZACIÓN planta</b> producción media / producción nominal (B/A)	<b>47%</b>
--	------------

# 4

## almacenamientos subterráneos

En 2008, la extracción acumulada de los almacenamientos subterráneos (Serrablo y Gaviota) es de 10.956 GWh y la inyección de 13.601 GWh, lo que arroja un saldo provisional a final del año de +2.645 GWh de existencias almacenadas por encima de las existentes al comenzar el año 2008.

El día 3 febrero se publica la nota de operación nº 3 para incrementar la capacidad programable de extracción de los AASS. Debido al nivel de existencias y a la previsión de evolución de la demanda de gas natural en las próximas semanas, que incluyen el periodo vacacional de la Semana Santa, a partir del 1 de marzo se permite realizar la programación de extracción de los AASS sin las limitaciones indicadas en el Plan de Actuación Invernal, de acuerdo a la regla nº 3 en su apartado c).

El 28 de febrero finalizan las pruebas de 72 horas del segundo TC de Zaragoza, por lo que a partir de ese momento están disponibles 2 TC de dicha Estación de Compresión que principalmente favorece la inyección en Serrablo.

La Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, establece el actual mecanismo de asignación de la capacidad de almacenamientos subterráneos de gas natural y crea un mercado de capacidad:

- Asignación de la capacidad de AASS, del 1 de abril de 2008 al 31 de marzo del 2009, a los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, incluyendo las estratégicas (10 días de ventas o consumos firmes del año 2007, 10.022 GWh) y las operativas (10 días de las ventas totales en 2007, 10.942 GWh) antes del 12-mar-2008. En la nueva ITC/3802/2008 de 26 de dic-08 para la asignación de capacidades 2009-2010, las existencias operativas pasan a 8 días de las ventas totales del año 2008.
- Asignación de una determinada capacidad para los comercializadores que suministren a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares (30 días del consumo doméstico del año 2007, 5.088 GWh) antes del 12-mar-2008. En la nueva ITC/3802/2008, se limita a los consumidores conectados a gasoductos de presión de diseño inferior a 4 bares y cuyos consumos anuales corresponden a los de los consumidores con derecho a acogerse a las tarifas máximas de último recurso T1 y T2.
- GTS como "gas de maniobra", 500 GWh. Esta cantidad desaparece con la nueva ITC/3802/2008.
- La capacidad no asignada con los criterios citados, 1.518 GWh, se adjudica en una subasta competitiva organizada por una entidad independiente, designada por el GTS y supervisada por la CNE.

El día 10 de abril de 2008, se realiza la primera Subasta de Asignación de Capacidad de almacenamientos subterráneos, llevada a cabo por OMEL, regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3862/2007 de 28 de diciembre, para el periodo del 1 de abril de 2008 a 31 de marzo de 2009. El proceso se realiza de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y OMEL comunica las cantidades de derechos asignados y el precio de compra de acuerdo a la Resolución de 27 de marzo.

La campaña de inyección comienza el 2 de abril y finaliza el 18 de octubre con llenado completo de los almacenamientos, acumulando 13.601 GWh.

Desde el día 30 de junio hasta el día 3 de agosto se encuentra interrumpido totalmente el flujo de gas a través de la conexión internacional de Larrau (Navarra) debido a una operación de mantenimiento. Consecuencia de la menor aportación de gas citada en la zona del valle del Ebro, durante los días de duración de estas operaciones, la capacidad de inyección en los almacenamientos subterráneos del sistema español queda limitada. Por todo ello, ante la disminución temporal de la capacidad de inyección en los almacenamientos subterráneos, se declara SOE nivel 0 desde el 30 de junio al 3 de agosto (nota de operación nº 6)

El plan de actuación invernal 2008-2009 no establece ninguna restricción en la extracción de almacenamiento subterráneos a diferencia del plan de actuación invernal anterior, sin embargo, en la aplicación de la regla 3ª "Olas de Frío" del citado plan, las comercializadoras responsables del suministro al Grupo 3 programaron una reserva de extracción para cubrir las puntas de frío, entre otras medidas.

Durante los meses de noviembre y diciembre, se publica diariamente en la WEB el volumen de existencias en Serrablo y Gaviota y semanalmente, se actualizan los parámetros máximos de capacidad diaria de extracción para las siguientes semanas del mes.

### GESTIÓN TOTAL AASS - 2008

Unidad : GWh		ene real	feb real	mar real	abr real	may real	jun real	jul real	ago real	sep real	oct real	nov real	dic real	año
C	Capacidad del AASS MNm <sup>3</sup>	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	
	Capacidad del AASS GWh	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	44.473	
A	<b>Existencias Iniciales AASS</b>	<b>38.372</b>	<b>35.128</b>	<b>32.425</b>	<b>30.899</b>	<b>32.582</b>	<b>35.556</b>	<b>38.224</b>	<b>40.066</b>	<b>42.255</b>	<b>43.415</b>	<b>44.499</b>	<b>42.892</b>	
	A <sub>1</sub> - Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
	A <sub>2</sub> - Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
	A <sub>3</sub> - Gas operativo	13.766	10.523	7.819	6.293	7.976	10.951	13.619	15.461	17.649	18.809	19.893	18.287	
	A <sub>1</sub> +A <sub>2</sub> Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
A <sub>2</sub> +A <sub>3</sub> Gas útil	21.968	18.725	16.021	14.495	16.178	19.153	21.821	23.662	25.851	27.011	28.095	26.489		
E	<b>Entradas: INYECCIÓN (neta)</b>				<b>1.684</b>	<b>2.975</b>	<b>2.668</b>	<b>1.842</b>	<b>2.189</b>	<b>1.160</b>	<b>1.084</b>			<b>13.601</b>
	Inyección diaria (media) GWh/día				50,0	96,0	88,9	59,4	70,6	38,7	35,0			
S	<b>Salidas: EXTRACCIÓN (bruta)</b>	<b>3.243</b>	<b>2.703</b>	<b>1.526</b>	<b>1</b>							<b>1.606</b>	<b>1.876</b>	<b>10.956</b>
	Extracción diaria (media) GWh/día	104,6	93,2	49,2	0,0							53,5	60,5	
B	<b>Existencias finales AASS</b>	<b>35.128</b>	<b>32.425</b>	<b>30.899</b>	<b>32.582</b>	<b>35.556</b>	<b>38.224</b>	<b>40.066</b>	<b>42.255</b>	<b>43.415</b>	<b>44.499</b>	<b>42.892</b>	<b>41.016</b>	
	B <sub>1</sub> - Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
	B <sub>2</sub> - Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
	B <sub>3</sub> - Gas operativo	10.523	7.819	6.293	7.976	10.951	13.619	15.461	17.649	18.809	19.893	18.287	16.411	
	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub> Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
B <sub>2</sub> +B <sub>3</sub> Gas útil	18.725	16.021	14.495	16.178	19.153	21.821	23.662	25.851	27.011	28.095	26.489	24.613		
C-B	Hueco disponible final	9.345	12.048	13.574	11.891	8.917	6.249	4.407	2.218	1.059	-26	1.581	3.457	

Balance: **A+E-S-B = 0**

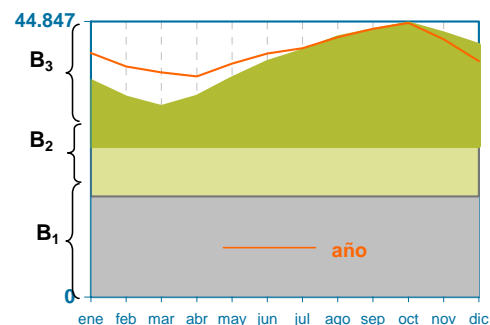
#### PARÁMETROS

	MNm <sup>3</sup> /día	GWh/día
I Capacidad diaria Inyección	8,4	99,6
E Capacidad diaria Extracción	12,5	148,3

#### UTILIZACIONES

	GWh
I x 214 días Inyección máxima - 7 meses	21.320
Inyección anual s/Inyección máxima	<b>64%</b>
E x 151 días Extracción máxima - 5 meses	20.034
Extracción anual s/Extracción máxima	<b>55%</b>

#### Gráfico EXISTENCIAS



# 5

## transporte de gas

**Transporte por gasoducto**

Durante el ejercicio 2008 continua el refuerzo de la red de gasoductos, de tal forma que a finales de 2008 la red de transporte primario está integrada por 9.102 Km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar, de los que 8.438 Km son propiedad de Enagas y 664 Km del resto de transportistas.

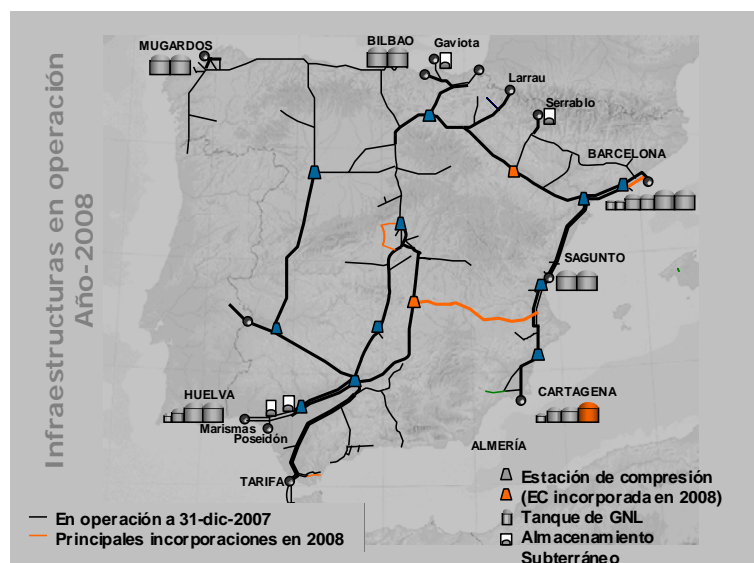
	Gasoducto / Ramal	Longitud (Km)	Diametro (")
<b>ENAGAS</b>	Aranda-Soria-Almazán	156,0	6-10-12
	Alcazar SJ-Villarrobledo-Albacete-Montesa	265,0	36
	Desdoblamiento BVV entre Arbós y Barcelona	72,1	36
	Barcelona-Valencia-Vascongadas	1.020,0	4-30
	Tercer Cinturón de Barcelona Papiol-Montmeló	30,8	20
	Bermeo-Lemona	32,0	16
	Burgos-Santander-Asturias	382,0	6-12-16
	Córdoba Badajoz	251,0	28-32
	Collado Hermoso-Turégano	16,0	12
	Córdoba-Jaén-Granada	201,0	10-12-16
	Cartagena-Lorca	37,5	20
	Cartagena-Orihuela	98,0	30
	Castelnou-Tamarite	108,0	20
	Falces-Irurzun	57,9	14
	Granada-Motril	76,0	10
	Huelva-Alcázar San Juan-Madrid	636,0	30-32
	Haro-Burgos-Madrid	320,0	20-26
	Huelva-Sevilla-Madrid	728,0	4-26
	Llanera-Villalba	183,0	20
	Lerma-Palencia-Valladolid	133,0	12
	Larrau-El Villar de Arnedo	169,0	26
	Semianillo de Madrid Algete-Getafe	79,0	16-26
	Semianillo Noroeste de Madrid Algete-Alpedrete	56,0	16
	Semianillo Suroeste de Madrid Tramo I Torrejon V-Griñon	12,3	20
	Semianillo Suroeste de Madrid Tramo II Griñon-El Escorial	72,8	20
	Málaga-Estepona	66,0	10-16
	Puente Genil-Málaga	111,0	20
	Pontevedra-Ourense	58,0	10
	Ruta de la Plata	605,0	12-20-26
	Rivas-Loeches-Alcalá	46,0	10-20
	Conexión Submarina Planta de Barcelona-Sant Adriá	13,0	20
	Serrablo-Zaragoza	291,0	20-26
	Tarifa-Córdoba	413,0	36-48
	Tarancón-Cuenca-Fuentes	110,0	8-12
	Valencia-Alicante	318,0	20-24-30
	Villamañán-Ponferrada	83,0	16
	Villalba-Tuy	258,0	20
	Zamora-Aranda	165,0	20
	<b>Total gasoductos de Enagas</b>	<b>7.729,4</b>	
	Abegondo-Culleredo	14,8	14
	Aranjuez	22,4	8
	Aranjuez-Talavera de la Reina	79,2	8-10
	Arbós-Bajo Penedés	20,0	8-10
	Bañeres-Caudete	27,0	12
	Calahorra-Pamplona	63,0	8
	Campo de Gibraltar	45,7	16
	Desdoblamiento Ramal Campo de Gibraltar (Fase I)	17,3	16
Desdoblamiento Ramal Campo de Gibraltar (Fase II)	14,5	16	
Chilches-Soineja-Segorbe	17,0	8	
Chiva	12,0	8	
Huesca-Barbastro-Monzón- Albelda	88,0	6	
Irixoa-Ferrol	29,5	8	
Jerez	23,0	10	
Murcia	25,5	10	
Sansoain-Pamplona	24,0	8	
Santo Tomé-Segovia	51,0	8	
Totana-Murcia	53,0	10	
Villapresente-Camargo-Gajano-Treto-Laredo	81,3	12	
<b>Total ramales de Enagas</b>	<b>708,2</b>		
<b>TOTAL Enagas</b>	<b>8.437,6</b>		



	Gasoducto / Ramal	Longitud (Km)	Diametro (")
<b>NATURGAS</b>	Lemoa -Boroa	5,5	16
	Arrigorriaga-Santurce	24,9	16
	Desdoblamiento Arrigorriaga-Santurce	39,0	30
	Ciérbana -Santurce	5,5	30
	Red Legorreta	1,9	4
	Vergara -Irún	85,7	16
	Ramal a Castejon	12,9	20
	Zona Industrial del Superpuerto de Bilbao	0,6	8
	Conexión Internacional Francia-España-Irún	2	26
	Vergara -Irún Fase I y Fase II	52,9	26
Ramal a CTCC Soto de Ribera	1,7	12	
<b>TOTAL Naturgas</b>		<b>232,5</b>	
<b>ENDESA</b>	Caspe - Teruel	175,0	12
	Teruel - Calamocha	57,0	12
	PTR	1,0	6
	Plaza	0,16	6
	Vilafranca de los Barros-Jerez de los Caballeros	59,0	16
<b>TOTAL Endesa</b>		<b>292,2</b>	
<b>SAGGAS</b>	Conexión a la RBG	8,0	30
<b>TOTAL Saggas</b>		<b>8,0</b>	
<b>REGANOSA</b>	Mugardos-As Pontes -Guitiriz y ramal a CTCC As Pontes	57	30/26/20 (ramal 16)
	Abengondo-Sabón y ramal a CTCC Meirama	45	16 (ramal 10)
	Cabanas-Betazos-Abegondo	30	26
<b>TOTAL Reganosa</b>		<b>132,0</b>	
<b>TOTAL RED de TRANSPORTE PRIMARIO</b>		<b>9.102,2</b>	

La infraestructura más importante puesta en explotación en el año es el eje transversal, de 265 Km en 36 pulgadas, con la estación de compresión de Alcázar de San Juan. Este gasoducto conecta la zona centro con el eje de Levante, posibilitando el incremento de utilización de las ampliaciones de vaporización en las plantas de regasificación de Cartagena y Sagunto y resolviendo la congestión del eje de Levante. Además, el eje transversal sirve de apoyo al suministro de la zona centro en condiciones de temperatura extrema y resuelve completamente la vulnerabilidad del sistema ante posibles fallos del gasoducto Magreb-Europa o la planta de regasificación de Huelva, no viéndose afectado el mercado por problemas de transporte.

Otra infraestructura fundamental, puesta en explotación en agosto del 2008, es la duplicación en 36 pulgadas del tramo Arbós-Papiol, completada en diciembre con el último tramo de la duplicación desde Papiol a Barcelona, quedando así concluido el desdoblamiento Barcelona-Arbós, de 72 Km de longitud. Este gasoducto, junto con la duplicación del tramo Arbós-Tivissa y las



ampliaciones de las estaciones de compresión de Arbós y Tivissa, resuelven las limitaciones de transporte zonal para evacuar la capacidad nominal de regasificación de la planta de Barcelona, con una capacidad al finalizar el año 2008 de 1.650.000 Nm<sup>3</sup>/h, y su posterior ampliación a 1.800.000 Nm<sup>3</sup>/h y 1.950.000 Nm<sup>3</sup>/h a lo largo de 2009.

Otras infraestructuras puestas en explotación en el año 2008 son:

- En mayo se produce la puesta en operación del desdoblamiento Ramal a Campo de Gibraltar-Fase II, 15 Km de gasoducto con 16 pulgadas de diámetro.
- En agosto también entra en operación el tramo Alpedrete-Griñon, quedando cerrado el gasoducto denominado anillo de Madrid.
- En diciembre concluyen las pruebas del retimbrado del Sea-Line en aguas de Barcelona-Besós de 45 a 51 bar, destinado a mejorar el suministro de la red de 45 bar desde la planta de Barcelona.

### Estaciones compresión

El sistema cuenta actualmente con trece estaciones de compresión con una potencia total instalada de 440.567 HP. En 2008 se incorporaron:

- En enero, se pone en explotación la estación de compresión de Zaragoza, con dos turbocompresores y 18.828 HP, que permite:
  - ✓ Mayor presión de llegada al AASS de Serrablo en periodo de inyección.
  - ✓ Aumentar la capacidad de transporte y flexibilidad en el Valle del Ebro, facilitando la operación ante el posible fallo de una de las plantas del Mediterráneo.
  - ✓ Mayores exportaciones por Larrau de acuerdo con las previsiones de las iniciativas regionales SGRI.
- En junio, se pone en servicio la estación de compresión de Alcázar de San Juan, con dos turbocompresores y 61.570 HP.

### ESTACIONES DE COMPRESIÓN

	TIVISSA	HARO	BAÑERAS		SEVILLA	ALGETE	ALMODOVAR	ALMENDRALEJO		ZAMORA	PATERNA		CORDOBA	CREVILLENTE	ZARAGOZA	ALCAZAR S.JUAN	TOTAL
			uds. 1, 2 y 3	uds. 4 y 5			uds. 1, 2, 3 y 4	unidad 5		uds. 1, 2 y 3	unidad 4						
Fecha puesta en marcha	Sept, 06	Feb, 91	TC 1-2 Abril, 91 TC 3 Jul, 04	Sept, 06 TC4 TC5	Octubre, 2005	Octubre, 1996	Diciembre, 96	TC 1,2 y 3 Dic, 98 TC 4 Abr, 01	Junio, 2005	Diciembre, 99	Agosto, 01	Agosto, 04	Enero, 2005	Marzo, 2005	Marzo, 2008	Agosto, 2008	13
Unidades	3	3	3	2	3	2	3	4	1	3	3	1	5	2	3	3	44
Turbina de Gas Fabricante Modelo	SOLAR MARS 100 15002S	SOLAR CENTAUR T4500	NUOVO PIGNONE MS 1002D/PGT5A	NUOVO PIGNONE PGT5A	SOLAR TITAN130	SOLAR CENTAUR 50- 5702	SOLAR CENTAUR 40- 4702	SOLAR CENTAUR 50S 5802	SOLAR CENTAUR 50S 6102	SOLAR CENTAUR 50S 5802	SOLAR TAURUS 60- 7002	SOLAR TAURUS 60- 7802	NUOVO PIGNONE GE10/2 DEL	MAN TURBO THM1304-11AP	SOLAR CENTAUR 50- 6202LS-II	SOLAR TITAN130	
Sistema bajas emisiones	Si	No	No	Si	Si	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	Si	
Tipo arranque	eléctrico	neumático	neumático	eléctrico	eléctrico	neumático	neumático	neumático	eléctrico	neumático	neumático	neumático	neumático	neumático	eléctrico	eléctrico	
Potencia total instalada (HP)	44.922	13.176	36.343		58.495	11.018	14.100	29.307		16.937	28.577		77.250	30.039	18.828	61.513	440.503
Compresor centrífugo	SOLAR C453	SOLAR C 304-3	NUOVO PIGNONE PCL503	NUOVO PIGNONE PCL503	SOLAR C652	SOLAR C 304-3	SOLAR C 304-2	SOLAR C 304-2	SOLAR C 334EL	SOLAR C 304-2	SOLAR C 402-2		NUOVO PIGNONE PCL502	MAN TURBO RV050/04	SOLAR C 402-2	SOLAR C 453-2	
Nº etapas	2	3	2		2	3	2	2	2	2	2		2	2	2	2	
Punto diseño						Nuevas Etapas Sep-02							Serie - paralelo				
Presión de aspiración (bar)	44,4	45	46	46	48	49,4	51	56,4		50,4	55,6		62,4	57,9	44,4	56,6	
Presión de descarga (bar)	72,4	72	74	74	72	72,4	73	81,4		81,4	73,6		81,4	73,6	72,4	81,4	
Caudal total (kNm3/h)	486	270	560	482	1.140	130	450	680		375	600		1.600	611	375	1300	
Sistema Control Unidad	SOLAR TURBOTRONI C III	SOLAR TURBOTRONI C II PLC	GENERAL ELECTRIC MARK V /MARK VI	GENERAL ELECTRIC MARK V /MARK VI	SOLAR TURBOTRONI C III	SOLAR TURBOTRONI C IV	SOLAR TURBOTRONI C IV	SOLAR TURBOTRONI C IV	SOLAR TURBOTRONI C IV	SOLAR TURBOTRONI C II PLC	SOLAR TURBOTRONI C II PLC	SOLAR TURBOTRONI C II PLC	GENERAL ELECTRIC MARK VI	MAN / Siemens TURBOLOG COMSET 3	SOLAR TURBOTRONI C IV	SOLAR TURBOTRONI C IV	
Sistema Control Estación	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2		ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB PLC Redundancia dos sobre tres		ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	ABB Controladores Redundancia 1 de 2	
Derechos de emisión (ton CO2) 2005-2007	20.155	20.326	19.654*		51.350	28.082*	49.660	90.856		28.458*	52.676*		150.585	49.736	1.608		

Nota: 1kW = 1,3410221 HP (USA)

\* dato provisional

### Margen de seguridad

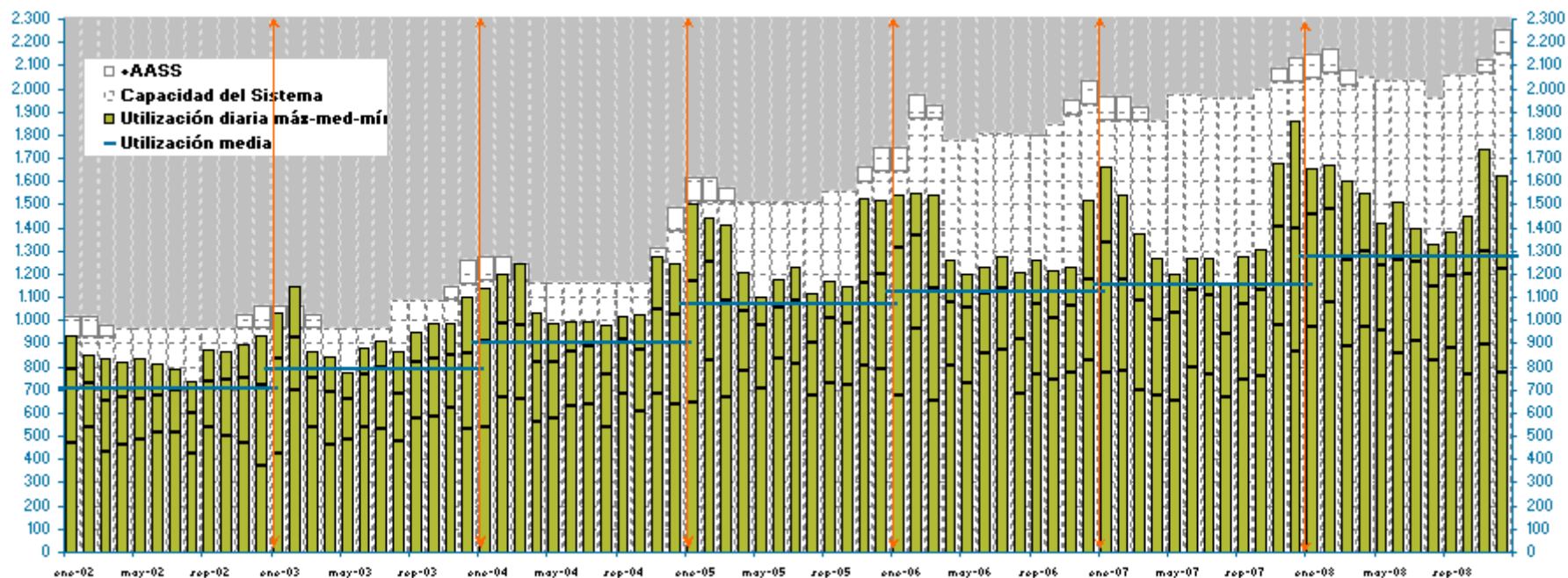
Con la entrada en servicio de las nuevas infraestructuras, aumenta el margen de seguridad en la cobertura del mercado, con un grado de ocupación media del sistema del 52%, un máximo anual del 78% (27-nov-2008) y un máximo previsto del 88% para el invierno 2008-2009 con 1.975 GWh/día de demanda.

GWh/día	invierno 02-03	invierno 03-04	invierno 04-05	invierno 05-06	invierno 06-07	invierno 07-08	invierno 08-09
	<i>real</i>	<i>real</i>	<i>real</i>	<i>real</i>	<i>real</i>	<i>real</i>	<i>previsto</i>
<b>Capacidad</b>	<b>1.063</b>	<b>1.244</b>	<b>1.618</b>	<b>1.757</b>	<b>1.985</b>	<b>2.150</b>	<b>2.255</b>
<b>Transporte máx.</b>	<b>1.148</b>	<b>1.247</b>	<b>1.503</b>	<b>1.552</b>	<b>1.665</b>	<b>1.863</b>	<b>1.975</b>
<b>Margen de Seguridad</b>	<b>-85</b> <b>-8%</b>	<b>-3</b> <b>0%</b>	<b>+115</b> <b>7%</b>	<b>+205</b> <b>12%</b>	<b>+320</b> <b>16%</b>	<b>+286</b> <b>13%</b>	<b>+280</b> <b>12%</b>

El Gestor Técnico del Sistema, continúa en el año 2008 afianzando y desarrollando las funciones encomendadas en la ley del Sector de Hidrocarburos, garantizando la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.

Enagás y el resto de operadores del sistema, ponen a disposición de las compañías comercializadoras que operan en el mercado liberalizado su red de infraestructuras para regasificar, almacenar y transportar el gas hasta las redes de distribución. Durante el ejercicio 2008, no se ejecuta ningún corte a clientes de peaje interrumpible y tampoco se registran incidencias en entradas ó transporte en alta presión con repercusión en las entregas a distribución ni a clientes directos.

## UTILIZACIÓN Sistema de Transporte



acumulado	Año 2002	Año 2003	Año 2004	Año 2005	Año 2006	Año 2007	Año 2008	
Capacidad Sistema máxima anual GWh/día	1.063	1.263	1.488	1.745	2.036	2.132	2.255	
TRANSPORTE diario GWh/día	máximo	935 92% 11-ene	1.148 108% 18-feb	1.272 98% 30-nov	1.529 93% 28-nov	1.552 88% 27-feb	1.863 87% 17-dic	1.736 78% 27-nov
	medio	705 71%	791 75%	906 74%	1.074 68%	1.122 61%	1.152 58%	1.274 61%
	mínimo	374 35% 25-dic	422 40% 1-ene	539 42% 22-ago	643 40% 1-ene	649 34% 26-mar	655 33% 13-may	770 32% 18-oct
Volumen TRANSPORTADO* GWh	257.411	288.565	331.721	391.881	409.707	420.580	466.431	

TRANSPORTE\* = DEMANDA nacional • EXPORTACIONES INTERNACIONALES • GAS ALMACENADO MARISMAS • GAS INYECTADO AASS

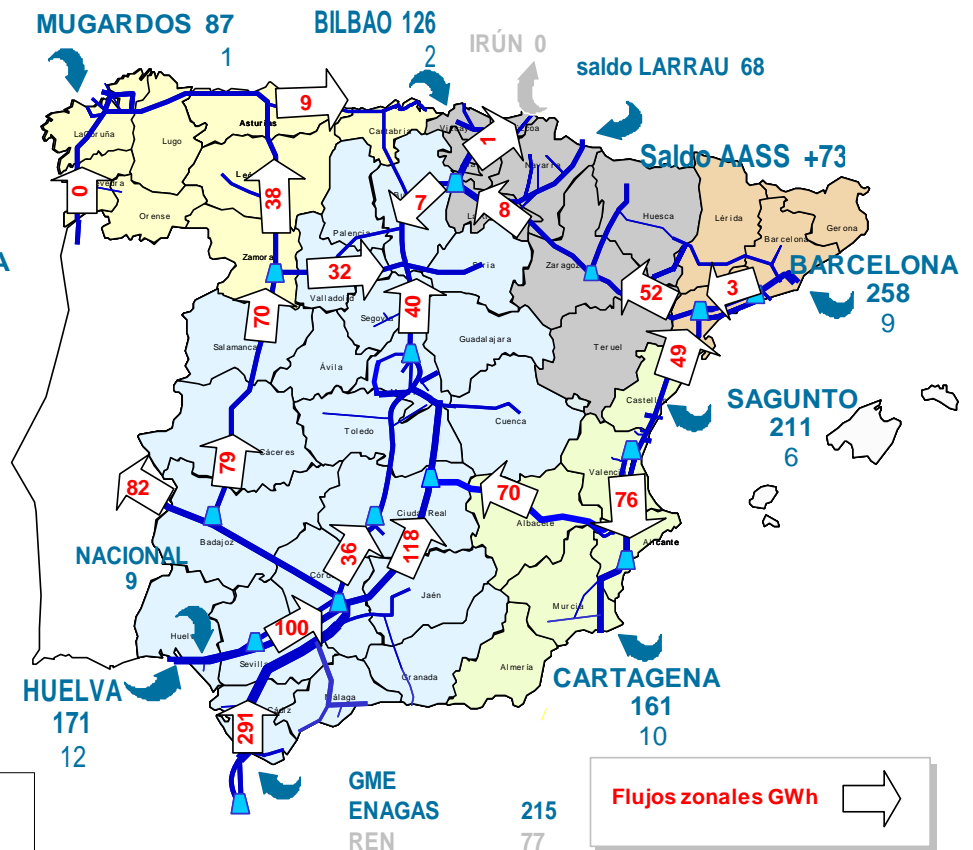
## Día laborable tipo ESTIVAL

16-jul-08



## Día laborable tipo INVERNAL

25-nov-08



Estos mapas de flujos responden a la división de zonas definida en la aplicación del PD 02 (Procedimiento de Reparto en PCTD)

## CALIDAD MEDIA DE LOS GASES DE EMISIÓN en 2008



PRODUCCIÓN (GWh)

	BARCELONA				HUELVA		CARTAGENA	MUGARDOS	SAGUNTO	BILBAO	Yac. MARISMAS	Yac. PALANCARES	LARRAU	TARIFA	Yac. POSEIDÓN	TOTAL PRODUCCIÓN
	Red 35	Red 72	Red 35L	Red 72N	Red 72	Red 16										
PRODUCCIÓN (GWh)	26.668	45.717	178	1.380	58.186	13	44.991	24.541	64.806	55.789	443	452	20.545	126.605	187	470.502

### FRACCIONES MOLARES (%)

Nitrógeno (N2)	0,181	0,266	1,835	0,257	0,435	0,248	0,191	0,095	0,234	0,073	0,215	0,221	0,710	1,892	0,442	0,696
Dióxido de carbono(CO2)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,003	0,003	0,012	0,010	0,227	1,518	0,029	0,419

### CALIDAD DEL GAS

\* CALIDAD MEDIA PONDERADA DEL SISTEMA ESPAÑOL

P.C.S. [MJ/m3(n)]	43,135	43,170	41,316	43,353	42,498	42,463	42,871	42,579	42,318	42,117	42,446	42,411	42,676	42,625	40,939	42,612 *
P.C.S. [kWh/m3(n)]	11,982	11,992	11,477	12,042	11,805	11,795	11,909	11,828	11,755	11,699	11,791	11,781	11,855	11,840	11,372	11,837 *
P.C.I. [kWh/m3(n)]	10,802	10,812	10,348	10,859	10,638	10,628	10,734	10,659	10,591	10,540	10,624	10,616	10,687	10,683	10,237	10,671 *
Densidad relativa	0,6089	0,6103	0,5977	0,6131	0,5992	0,5986	0,6046	0,5991	0,5962	0,5910	0,5982	0,5978	0,6107	0,6431	0,5763	0,6123 *

# 6

## Mercados de gas natural



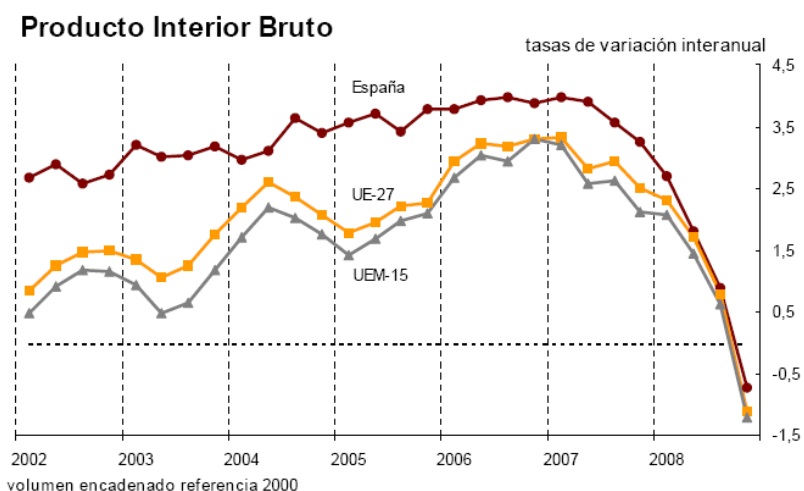
En el año 2008, la demanda del mercado nacional alcanza los 449.389 GWh, un 10% superior al valor registrado en el año 2007. Este crecimiento es consecuencia del aumento de las entregas de gas para generación eléctrica, dado que la demanda convencional se sitúa ligeramente por debajo del año anterior.

- -1,7% en el sector convencional (D/C + Industrial).
- +32% en el gas para generación eléctrica.

<b>Unidad : GWh</b>		<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>Real-08 s\Real-07</b>
<b>a tarifa</b>	<b>Convencional</b>	46.449	16.704	- 64,0 %
	<b>para Sector Eléctrico</b>			
	Demanda Mercado a tarifa	<b>46.449</b>	<b>16.704</b>	<b>- 64,0 %</b>
<b>ATR</b>	<b>Convencional</b>	219.924	245.217	+ 11,5 %
	<b>para Sector Eléctrico</b>	142.059	187.468	+ 32,0 %
	Demanda ATR nacional	<b>361.982</b>	<b>432.685</b>	<b>+ 19,5 %</b>
	Demanda Mercado nacional	<b>408.431</b>	<b>449.389</b>	<b>+ 10,0 %</b>
	<i>-Convencional nacional</i>	266.372	261.921	- 1,7 %
	<i>-Sector eléctrico</i>	142.059	187.468	+ 32,0 %

En 2008, la demanda del sector convencional acumula 261.921 GWh, lo que representa un ligero descenso frente al año anterior, consecuencia en gran parte de la menor actividad industrial que empieza a advertirse a partir del mes de mayo y que se agudiza en el último trimestre del año.

De acuerdo con las cifras de la contabilidad nacional del cuarto trimestre de 2008, el PIB sufrió una contracción del 1% intertrimestral (-3,8% en tasa anualizada), lo que ha hecho caer la tasa interanual desde un 0,9% en el tercer trimestre hasta un -0,7% en el cuarto trimestre.



En el sector gasista este descenso comienza a advertirse a partir de mayo-2008 mientras que en el sector eléctrico no se registran descensos de demanda hasta noviembre.

Las entregas de gas para generación eléctrica se incrementan notablemente. Aproximadamente el 35% del total de la energía eléctrica producida en España se

genera a partir de ciclos combinados de gas natural, para lo que ha sido necesario transportar 184.605 GWh, que unido a los 2.863 GWh consumidos por las centrales térmicas bicomcombustibles suman 187.468 GWh, un 32% más que en el ejercicio anterior. Dicho consumo representa el 42% del total de la demanda nacional de gas natural, lo que muestra su consolidación como segmento fundamental en el desarrollo del sector y de sus infraestructuras.

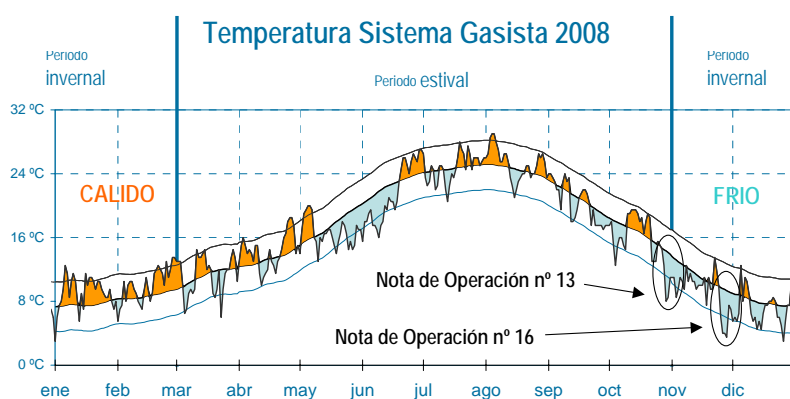
El factor de utilización anual de los ciclos combinados ha sido del 52%, consolidándose como fuente principal de aportación a la cesta de generación eléctrica (35% del total).

Las Centrales Térmicas bicomcombustibles aumentan ligeramente su consumo de 2.518 GWh en 2007 a 2.863 GWh en 2008.

La gran variabilidad diaria que introduce en el sistema gasista la demanda de los ciclos combinados corresponde en gran parte a su función como complemento de la generación eólica en el sistema eléctrico, cuya potencia instalada crece a un ritmo anual medio del +15%, tendencia que se espera se mantenga en los próximos años según la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016 aprobada por el MITyC.

Durante este ejercicio tan sólo se incorpora un CTCC en Soto de Ribera, con lo que a finales de año se dispone de 54 grupos, equivalentes de 400 MW(e), en operación.

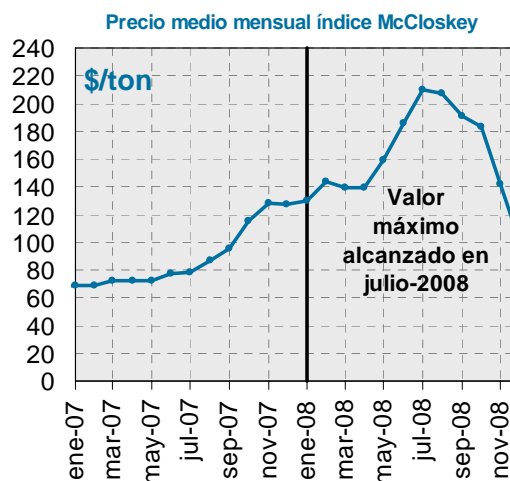
	<b>crecimiento 2008 s/ 2007</b>			
	ac. Trimestre 1	ac. Trimestre 2	ac. Trimestre 3	ac. Trimestre 4
<b>Convencional</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-5,7%</b>
<b>S. Eléctrico</b>	<b>62,4%</b>	<b>48,1%</b>	<b>41,1%</b>	<b>-6,7%</b>
<b>Total gas</b>	<b>17,9%</b>	<b>16,6%</b>	<b>15,4%</b>	<b>-6,1%</b>



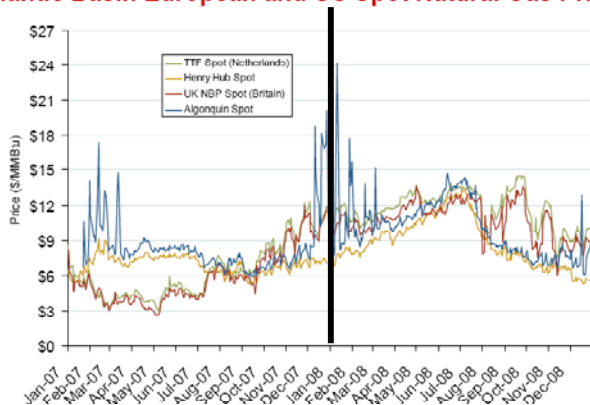
En el primer trimestre del ejercicio, a pesar de las suaves temperaturas del final del invierno 07-08 se produce un crecimiento del +1,2% en la demanda convencional. Por otro lado, la baja generación hidráulica debida a una importante sequía junto con un cambio

representativo en el reparto del hueco térmico provocado por el aumento de los precios del carbón (gráfico adjunto índice McCloskey) hacen que la demanda de gas para el sector eléctrico aumente un +62,4%.

En el segundo y tercer trimestre, la demanda convencional registra una desaceleración de crecimiento como resultado de una menor actividad industrial. El descenso de la producción eléctrica con carbón, provocado por el aumento del precio del mismo, se traduce en un aumento de generación con CTCC's que incrementan su consumo hasta un +48,1%. Los precios de los mercados de gas alcanzan sus máximos anuales en verano en lugar de en invierno como es habitual.

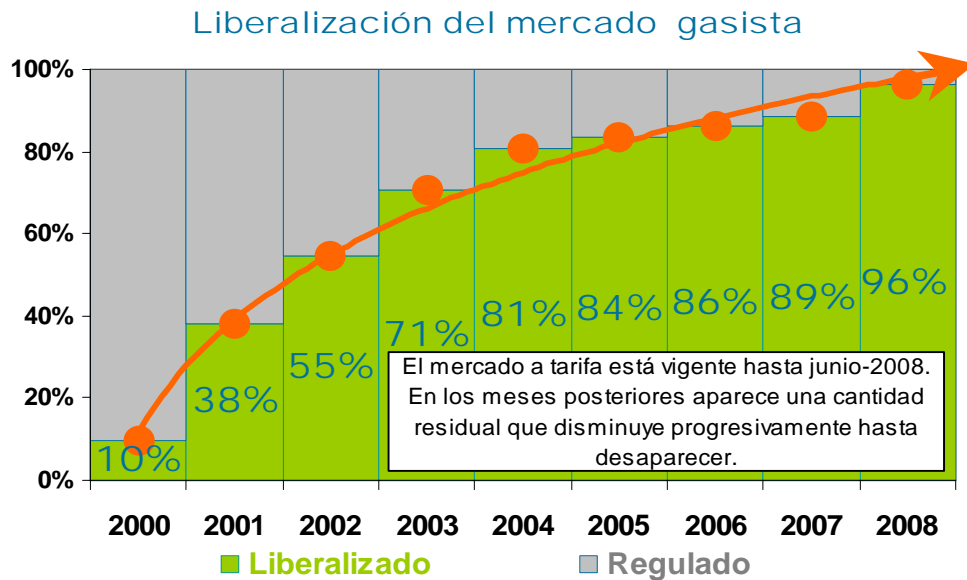


### Atlantic Basin European and US Spot Natural Gas Prices



En el último trimestre del año el descenso del sector convencional es más acusado. Las lluvias del otoño, que permiten que aumente la generación hidráulica, junto con el descenso de demanda eléctrica, ocasionado también por la menor actividad industrial, hacen que el hueco térmico ocupado con carbón y gas disminuya. Por otro lado, se produce una importante reducción de los precios del carbón que reactiva esta generación respecto a meses anteriores, lo que repercute en un descenso del -7% de las entregas de gas para generación eléctrica.

A partir del 1 de julio de 2008 desaparece el mercado a tarifa del gas natural, alcanzándose el 100% del proceso de liberalización que se inició con la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos, ocho años después de la aparición del primer comercializador.

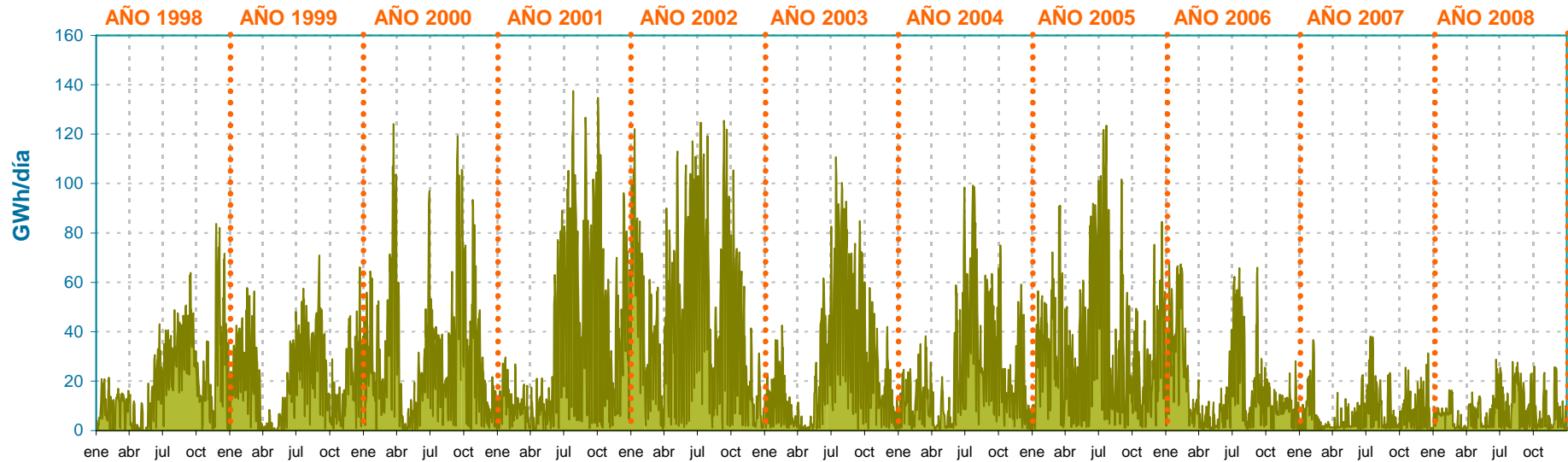


Con el objetivo de asegurar el suministro a los pequeños consumidores (pequeña industria, y consumidor doméstico y comercial), se crea la "tarifa de último recurso" (TUR) para aquellos que no opten por suministrador en el mercado liberalizado (ITC/3861/2007, de 28 de diciembre de 2007).

Con el fin de garantizar la transparencia y efectividad del mecanismo de traspaso de clientes, se crea la Oficina de Cambio de Suministrador.

## EJERCICIO 2008

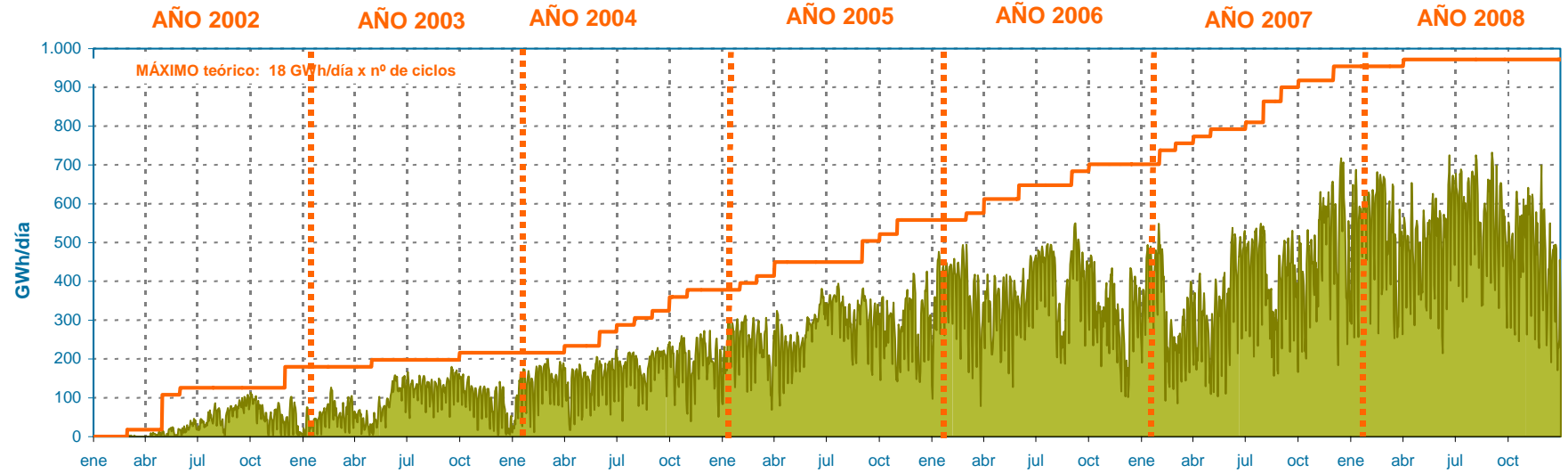
### Seguimiento entregas a Centrales Térmicas



Consumo (GWh)	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año
Año 1998	264	252	329	119	112	625	798	1.092	1.239	542	678	1.155	7.205
Año 1999	728	913	623	40	94	614	1.102	1.017	843	278	621	801	7.674
Año 2000	1.086	593	1.624	398	254	926	899	1.121	1.572	925	746	222	10.367
Año 2001	421	277	226	218	277	1.434	2.176	1.814	1.786	1.765	748	1.505	12.649
Año 2002	2.265	882	772	1.362	1.372	1.993	2.494	841	1.887	1.422	577	247	16.115
Año 2003	381	494	122	60	229	1.028	1.859	1.673	1.346	919	456	355	8.922
Año 2004	371	318	492	145	117	945	1.737	969	1.100	691	641	411	7.937
Año 2005	802	1.131	1.008	654	828	1.810	2.231	656	809	611	724	1.178	12.441
Año 2006	1.054	1.075	272	117	92	319	1.242	335	600	355	365	274	6.098
Año 2007	238	185	134	81	113	237	460	197	146	248	237	243	2.518
Año 2008	217	226	37	200	149	337	287	539	297	229	163	181	2.863

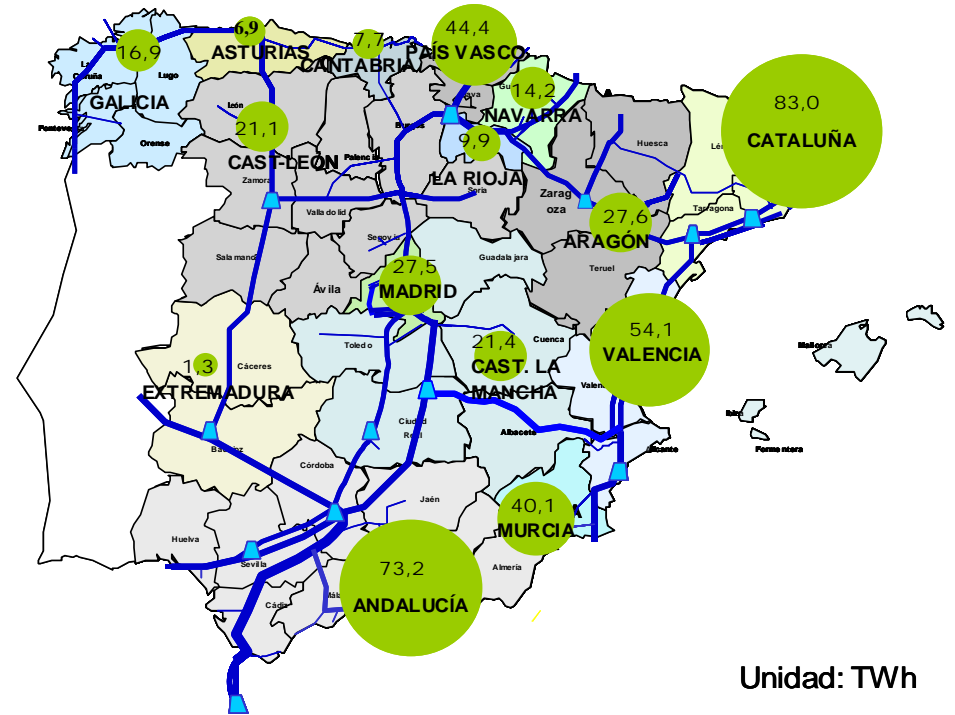
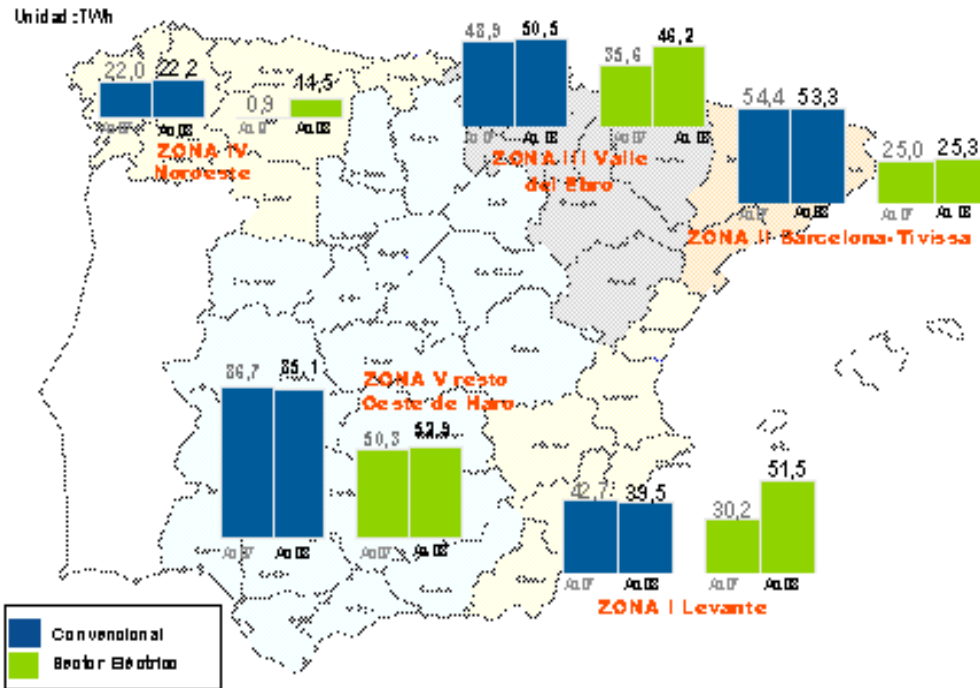
## EJERCICIO 2008

### CTCC: horas equivalentes de utilización



	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año	F. Utilización
<b>Año 2002</b>														
nº ctcc			1	1	6	7	7	7	7	7	7	10		
Consumo (GWh)			19	109	344	746	1.243	1.622	2.421	2.320	1.265	1.137	11.227	30%
<b>Año 2003</b>	10	10	10	10	11	11	11	11	11	12	12	12		
Consumo (GWh)	1.045	1.855	1.730	1.208	1.771	3.737	3.921	3.648	4.085	3.647	2.567	1.894	31.108	43%
<b>Año 2004</b>	12	12	12	13	13	15	16	17	18	20	21	21		
Consumo (GWh)	3.177	3.953	4.628	3.769	4.165	4.820	5.652	5.001	6.082	5.966	5.724	5.797	58.733	57%
<b>Año 2005</b>	21	22	23	25	25	25	25	25	28	29	31	31		
Consumo (GWh)	6.964	6.845	6.846	6.735	7.256	9.505	10.554	9.139	9.122	8.478	8.789	8.496	98.729	59%
<b>Año 2006</b>	31	31	32	34	34	36	36	36	38	39	39	39		
Consumo (GWh)	11.353	11.160	9.775	9.647	10.134	11.218	13.709	10.103	13.060	10.487	8.951	8.961	128.560	56%
<b>Año 2007</b>	39	42	43	43	44	44	44	48	50	51	51	53		
Consumo (GWh)	12.636	8.071	8.124	8.571	9.156	12.649	13.568	10.868	11.907	12.857	15.937	15.197	139.541	46%
	58%	39%	35%	37%	37%	53%	54%	41%	44%	45%	58%	51%		
<b>Año 2008</b>	53	53	53	54	54	54	54	54	54	54	54	54		
Consumo (GWh)	16.618	16.476	14.136	14.465	14.874	15.587	18.188	16.986	16.128	14.978	14.107	12.062	184.605	52%
	56%	60%	48%	50%	49%	53%	60%	56%	55%	50%	48%	40%		

La distribución de la demanda por ZONAS (PD-02) y por CC.AA es la siguiente:



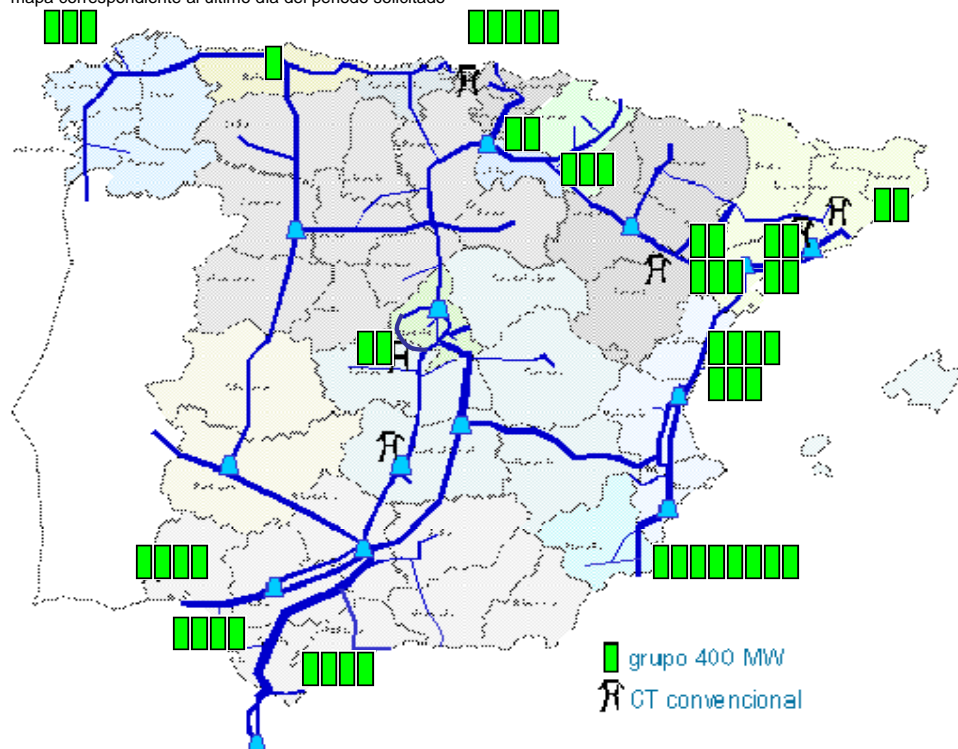
No se incluye GNL a plantas satélites

## MAPA de entregas de gas para generación eléctrica

Anual a fecha 31-12-2008

<b>Gas sector eléctrico</b>	<b>187.468 GWh</b>
· CTCC	<b>184.605 GWh</b> (Utilización 52%)
· CT convencionales	<b>2.863 GWh</b>

mapa correspondiente al último día del periodo solicitado



Potencia instalada en CTCC: 20.951 MW

### por compañía propietaria de la instalación

	nº CTCC	CT	GWh	nº CTCC	CT	GWh
AES	3	0	8.219			
BBE	2	0	9.456			
Electrabel	2	0	7.514			
Endesa	6	5	28.069			
Esbi	2	0	6.290			
GNCom	10	0	36.028			
HC	3	0	8.227			
Iberdrola	14	3	42.064			
U. Fenosa	10	0	37.744			
Viesgo/EON	2	0	3.858			

### ubicación por CCAA

	nº CTCC	CT	GWh	nº CTCC	CT	GWh
Andalucía	12	1	43.428	País Vasco	5	18.095
Aragón	5	1	12.855	Valencia	7	21.363
Asturias	1	0	1.620			
Castilla-Mancha	2	2	9.580			
Cataluña	6	3	25.205			
Galicia	3	0	9.959			
La Rioja	2	0	7.162			
Murcia	8	0	29.834			
Navarra	3	0	8.368			



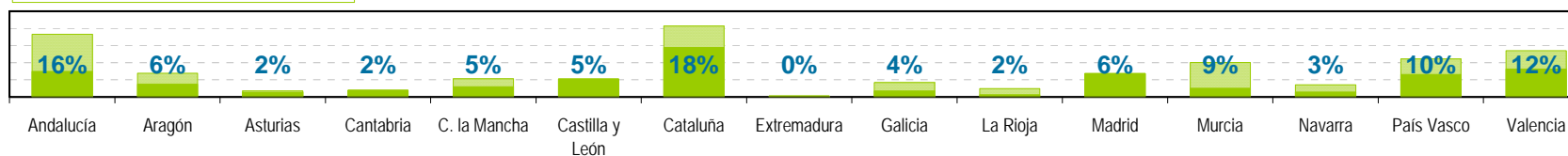
## Demanda CC.AA. 2008

Unidad: GWh		2007	2008	crecimiento s(2007)
<b>Andalucía</b>	Convencional	31.059	29.767	
	CTCC+CT	40.471	43.428	
	<b>Total</b>	<b>71.529</b>	<b>73.195</b>	+2,3%
<b>Aragón</b>	Convencional	14.226	14.738	
	CTCC+CT	5.762	12.855	
	<b>Total</b>	<b>19.989</b>	<b>27.592</b>	+38,0%
<b>Asturias</b>	Convencional	5.405	5.404	
	CTCC+CT	0	1.620	
	<b>Total</b>	<b>5.405</b>	<b>7.024</b>	+30,0%
<b>Cantabria</b>	Convencional	7.398	7.737	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>7.398</b>	<b>7.737</b>	+4,6%
<b>Castilla la Mancha</b>	Convencional	12.548	11.808	
	CTCC+CT	9.764	9.580	
	<b>Total</b>	<b>22.311</b>	<b>21.388</b>	-4,1%
<b>Castilla y León</b>	Convencional	21.218	21.089	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>21.218</b>	<b>21.089</b>	-0,6%
<b>Cataluña</b>	Convencional	59.276	57.739	
	CTCC+CT	25.052	25.205	
	<b>Total</b>	<b>84.328</b>	<b>82.944</b>	-1,6%
<b>Extremadura</b>	Convencional	768	1.257	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>768</b>	<b>1.257</b>	+63,6%

		2007	2008	crecimiento s(2007)
<b>Galicia</b>	Convencional	6.909	6.924	
	CTCC+CT	854	9.959	
	<b>Total</b>	<b>7.763</b>	<b>16.883</b>	+117,5%
<b>La Rioja</b>	Convencional	2.809	2.756	
	CTCC+CT	7.965	7.162	
	<b>Total</b>	<b>10.774</b>	<b>9.919</b>	-7,9%
<b>Madrid</b>	Convencional	27.565	27.515	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>27.565</b>	<b>27.515</b>	-0,2%
<b>Murcia</b>	Convencional	9.974	10.291	
	CTCC+CT	19.662	29.834	
	<b>Total</b>	<b>29.636</b>	<b>40.124</b>	+35,4%
<b>Navarra</b>	Convencional	5.324	5.864	
	CTCC+CT	6.349	8.368	
	<b>Total</b>	<b>11.672</b>	<b>14.231</b>	+21,9%
<b>País Vasco</b>	Convencional	25.938	26.333	
	CTCC+CT	15.571	18.095	
	<b>Total</b>	<b>41.509</b>	<b>44.428</b>	+7,0%
<b>Valencia</b>	Convencional	35.956	32.699	
	CTCC+CT	10.611	21.363	
	<b>Total</b>	<b>46.566</b>	<b>54.062</b>	+16,1%
<b>TOTAL PENINSULAR</b>	Convencional	266.372	261.921	
	CTCC+CT	142.059	187.468	
	<b>Total</b>	<b>408.431</b>	<b>449.389</b>	+10,0%

■ S. Eléctrico ■ Convencional

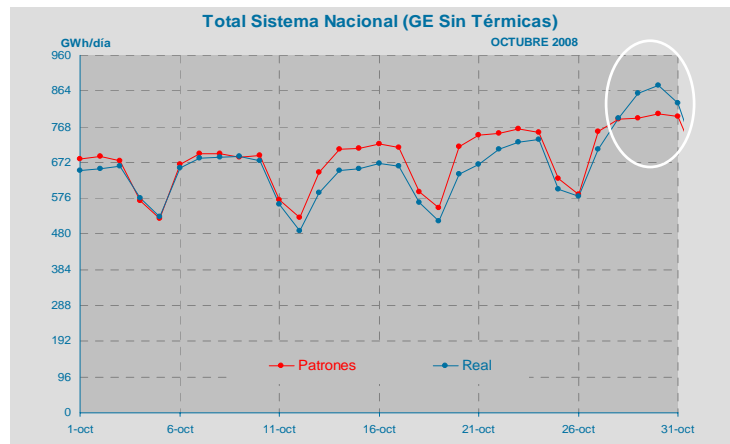
**Reparto porcentual de la demanda del año 2008 por CCAA**



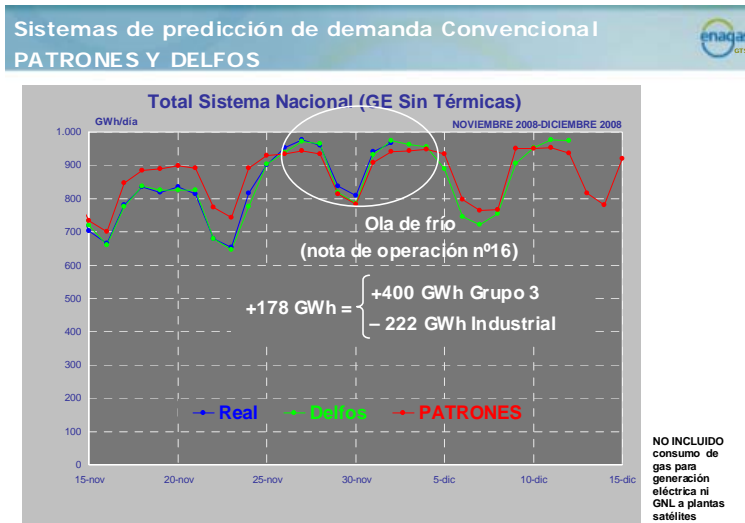
Se aprueba el Plan de Actuación Invernal 2008-2009 mediante la resolución 18412 del 11 de noviembre de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas (BOE 15 de noviembre 2008), con una nueva regla, olas de frío, orientada a la coordinación de medidas paliativas, por parte de las comercializadoras que suministran al Grupo 3, en situaciones de demanda extraordinaria por olas de frío.

Durante el invierno 2008 se producen varios descensos de temperatura significativos que impactan en el sistema gasista español y quedan reflejadas en las notas de operación nº13 y nº16 publicadas en la página Web de Enagas.

- **(S.O.E) – Nota de operación nº13. Bajada de temperaturas.**  
El día 27-oct-2008 se avisa del descenso de temperaturas anunciado por AEMET, sin incurrir en declaración de Ola de frío. Este episodio se da por finalizado el día 05-nov-2008.



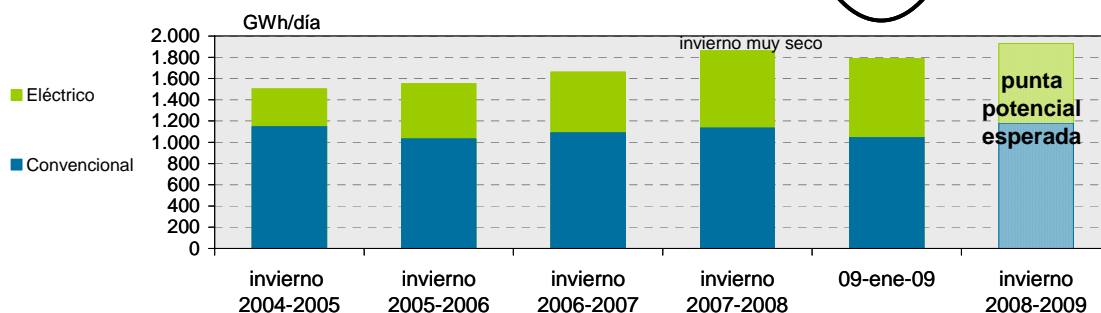
- **(S.O.E) – Nota de operación nº16. Ola de Frío.**  
El día 25-nov-2008 se declara situación de operación excepcional desde las cero horas del día 26 de noviembre, situación que se da por terminada el día 03-dic-2008



En el presente ejercicio no se ha superado el récord de demanda del sistema gasista alcanzado el día 17 de diciembre del pasado 2007.

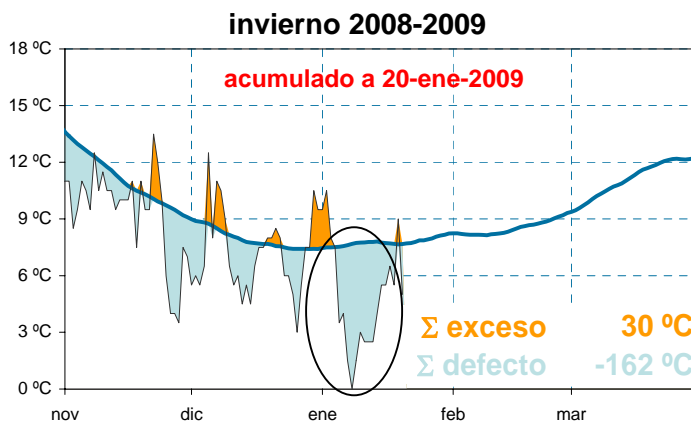
El máximo de demanda total nacional se produce el día 27 de noviembre, con un valor de 1.735 GWh, aunque dentro del mismo invierno (08-09) se alcanza el 9 de enero de 2009 una demanda diaria atendida de 1.789 GWh.

GWh/día	invierno 2004-2005	invierno 2005-2006	invierno 2006-2007	invierno 2007-2008	invierno 2008-2009		punta potencial prevista	
	27-ene-05 real	23-feb-06 real	30-ene-07 real	17-dic-07 real	09-ene-09 real	%S/ (17-dic-07)	punta	crecimiento
<b>DEMANDA nacional</b>	<b>1.503</b>	<b>1.552</b>	<b>1.662</b>	<b>1.863</b>	<b>1.789</b>	-4%	<b>1.975</b>	+6%
<b>Convencional</b>	<b>1.148</b>	<b>1.033</b>	<b>1.089</b>	<b>1.135</b>	<b>1.048</b>	-8%	<b>1.150</b>	+1%
<b>Sector Eléctrico</b>	<b>355</b>	<b>519</b>	<b>573</b>	<b>728</b>	<b>741</b>	+2%	<b>825</b>	+13%
CT	53	25	24	25	1		10	
CTCC	303	494	549	703	740		815	
nº CTCC	21	31	39	53	54		54	
Factor utilización	80%	88%	78%	74%	76%		84%	



Durante el día 9 de enero la confluencia de una ola de frío ( nota de operación 1º 2009 ) con una generación eléctrica de origen eólico de muy reducida aportación debido a una importante caída de la intensidad del viento respecto a las fechas anteriores, provocó que se alcanzase el máximo de demanda invernal hasta el momento y también récords locales en muchas CCAA.

La temperatura media registrada el 8-ene-2009 no era tan baja desde el invierno 2001-2002. El día 9-ene se alcanzaron máximos de demanda locales en zonas con fuerte presencia del Grupo 3, como Madrid con 190 GWh/día Sin embargo no se ha superado el récord del Sistema que continúa siendo el alcanzado el día 17-dic-2007.



Nota de Operación nº1/2009 -Ola de Frío-

## RECORD's locales en CCAA el 9-ene-2009



**MADRID**

invierno 07-08

17-dic-07 **165,4 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **190,0 GWh/día** (+15 %)  
% s/(Total) 10,6 %



**MURCIA**

invierno 07-08

17-dic-07 **152,7 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **159,3 GWh/día** (+4 %)  
% s/(Total) 8,9 %



**LA RIOJA**

invierno 07-08

17-dic-07 **34,8 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **50,3 GWh/día** (+44 %)  
% s/(Total) 2,8 %



**ARAGON**

invierno 07-08

17-dic-07 **94,8 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **102,0 GWh/día** (+8 %)  
% s/(Total) 5,7 %



**ASTURIAS**

Este CTCC no estaba en el pasado invierno

invierno 07-08

17-dic-07 **23,7 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **41,5 GWh/día** (+75 %)  
% s/(Total) 2,3 %



**CANTABRIA**

invierno 07-08

17-dic-07 **22,7 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **27,4 GWh/día** (+21 %)  
% s/(Total) 1,5 %



**GALICIA**

invierno 07-08

17-dic-07 **40,3 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **58,9 GWh/día** (+46 %)  
% s/(Total) 3,3 %



**EXTREMADURA**

invierno 07-08

17-dic-07 **3,1 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **5,2 GWh/día** (+71 %)  
% s/(Total) 0,3 %



**NAVARRA**

invierno 07-08

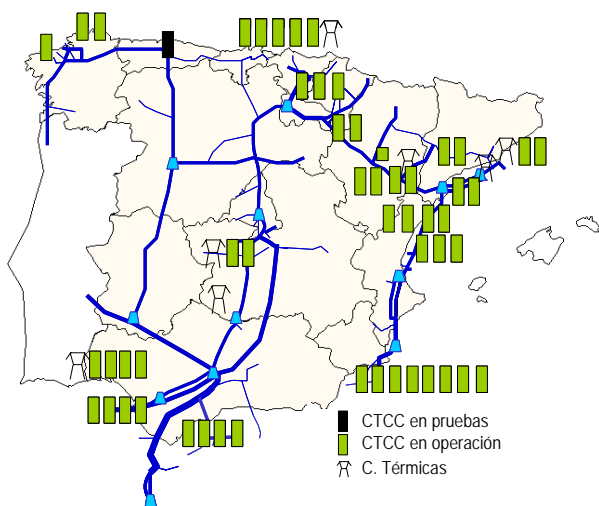
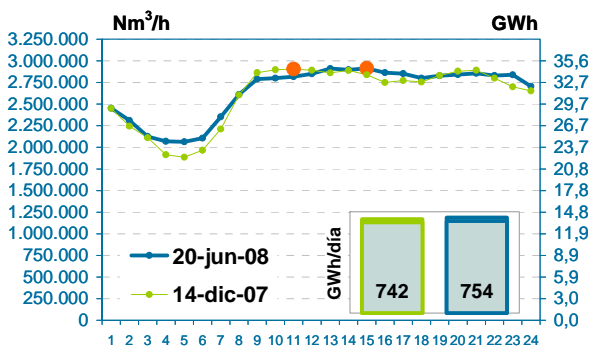
17-dic-07 **60,7 GWh/día**

invierno 08-09

09-ene-09 **68,5 GWh/día** (+13 %)  
% s/(Total) 3,8 %

El récord diario en las entregas de gas para generación eléctrica se alcanza el día 20-junio-2008, superando al registrado el día 14 de diciembre de 2007. En la primera semana de septiembre, se alcanzan valores próximos al del día 20-jun-08, sin llegar a superarlo.

**Perfil horario entregas de gas**



Gas para el Sector Eléctrico

	anterior 14-dic-07	récord actual 20-jun-08	
GWh/día	<b>742</b>	<b>754</b>	<b>+2 %</b>
Centrales Térmicas	24	29	+18 %
ctcc	717	725	+1 %
nº ctcc	51	54	
Factor utilización ctcc	78%	75%	
Punta horaria Nm³/h	2.904.529	2.913.690	+0,3 %
Hora punta	11:00 h	15:00 h	

Entregas por CCAA  
20-jun-08  
(GWh/día)

Andalucía	154,9
Aragón	63,7
Asturias	13,6
Castilla-Mancha	33,1
Cataluña	79,8
Galicia	53,0
La Rioja	33,6
Murcia	125,7
Navarra	42,0
País Vasco	63,3
Valencia	91,1

	GWh(e)/día 20-jun-08	peso s/cesta generación
Demanda eléctrica (fuente: REE)	756	
Generación con ctcc (fuente: REE)	364	48%