El Sistema Gasista Español

Informe 2010

enagas GTS

El Sistema Gasista Español

Informe 2010

enagas GTS

enagás

índice

01 Resumen de movimiento de gas 7

02 Demanda de gas natural 15

03 Aprovisionamientos de GN y GNL 39

04 Plantas de regasificación 57

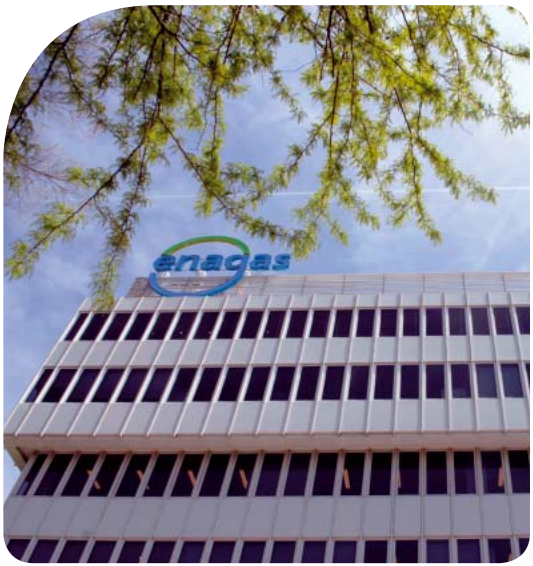
05 Conexiones internacionales 77

06 Almacenamientos subterráneos 97

07 Transporte de gas 107

08 Desarrollo legislativo 129

09 Marcadores 143



1.317 *(x2 vs. año 2009)* Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen de energía de 27.264 TWh

23% de la generación de electricidad a partir de ciclos combinados a gas natural

47% Llenado medio de los tanques de GNL

2.836 Informes nuevos o actualizados en la web, apartado GTS

76% Máxima participación del GNL en la cesta de suministros desde el inicio del GME

6.529 Llamadas atendidas en CPC

19.416 Órdenes de movimiento en los AASS, 15% de ellas a contraflujo

0 Interrupciones del suministro de gas

35 Publicaciones de notas de operación, con 5 declaraciones de ola de frío en el Sistema Gasista

400,7 TWh alcanza la demanda nacional de gas natural

435 Buques de GNL descargados en plantas de regasificación

265 TWh Recuperación total de la demanda convencional

39.203 *(x2 vs. año 2009)*
Transacciones en el Mercado Secundario de gas, por un volumen de 1.005 TWh, equivalente al 251% de la demanda

48% Utilización de la capacidad instalada de entrada

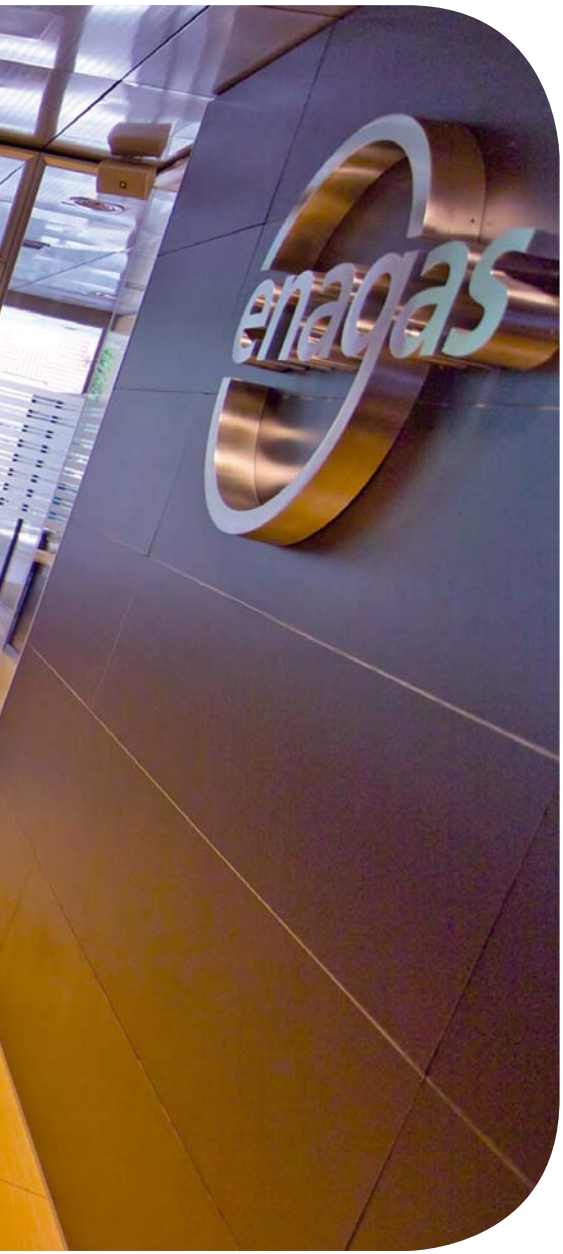
73.593 *(x5 vs. año 2009)*
Visitas a la web, apartado de GTS

18 Nuevos desarrollos puestos en funcionamiento en el SL-ATR

90.900.000
Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

68% Utilización de la capacidad contratada de entrada

629
Asistentes a los Comités de Seguimiento del Sistema Gasista



01

Resumen de movimiento de gas

Resumen de movimiento de gas

En este informe se presentan los principales datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2010, un año que ha estado marcado por la recuperación del consumo convencional, situándose en el nivel existente antes de la crisis económica.

- La demanda convencional de gas natural –destinada a los consumos doméstico-comercial, industrial y cogeneración– en 2010 ha aumentado hasta los 265.083 GWh, registrándose así un crecimiento del 10% respecto a 2009. Este incremento ha estado motivado por el mayor consumo industrial y por el efecto de las bajas temperaturas en la demanda.

- El 16 de diciembre, coincidiendo con un periodo de bajas temperaturas, se alcanzó por segunda vez en el año un récord de la demanda convencional, con 1.166 GWh, cifra que superó en un 1,4% el anterior récord registrado el 12 de enero de este mismo año.

- A pesar de la recuperación del sector convencional, la demanda total se ha mantenido en valores similares a los de 2009, con 400.700 GWh, debido a que en el año 2010 las entregas de gas natural para generación de electricidad han disminuido un 15,7%, fundamentalmente por la elevada pluviosidad, el aumento de la generación eléctrica con fuentes renovables y la mayor disponibilidad del parque de generación nuclear.

- Las Comunidades Autónomas que más han incrementado su volumen de consumo de gas respecto a 2009 son: Baleares, Castilla y León, Asturias, Extremadura y Madrid.

- En 2010, el Sistema Gasista español ha ampliado sus aprovisionamientos con nuevos orígenes, destacando los cargamentos procedentes de la nueva planta de licuefacción de Pampa Melchorita, en Perú.

- En total, España ha recibido gas natural de hasta 15 países diferentes.

- También ha sido significativo el aumento del 8,8% de las exportaciones de gas natural con respecto a 2009. La mayoría de las exportaciones a Portugal han estado destinadas al suministro de centrales térmicas de ciclo combinado.

- Paralelamente a la demanda de gas, los aprovisionamientos de gas natural han alcanzado una cifra similar a la de 2009, con un ligero crecimiento del 0,4%. El 76% de los aprovisionamientos fueron en forma de gas natural licuado (GNL), siendo este porcentaje la máxima participación del GNL en la cesta de suministros desde el inicio del GME –gasoducto Magreb-Europa– en octubre de 1996, y el 24% restante en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa, Badajoz y Tuy.

- El GNL descargado se ha incrementado un 2% respecto al año anterior y, sin embargo, se han recepcionado 435 buques, 35 menos que en 2009, debido al aumento del tamaño medio de las descargas en las plantas del Sistema.

- La producción global de las plantas del Sistema ha aumentado un 1,5% con respecto al año 2009.

- El nivel medio de llenado de los tanques de GNL en las seis plantas de regasificación del Sistema ha sido del 47%, un 7% inferior al año anterior.

- El pasado 30 de noviembre, durante una ola de frío, la planta de regasificación de Barcelona registró el récord histórico de producción de 400 GWh/día. Esta cifra es un 7% superior a la del anterior máximo, alcanzado el 27 de enero de 2005.

- El 2 de septiembre se superó en la planta de Huelva el récord de carga de cisternas con un total de 71, máximo superado posteriormente por la planta de Cartagena el día 22 de diciembre con 72 cargas en un solo día.

- En 2010, la extracción e inyección acumuladas de los almacenamientos subterráneos han sido un 44% y un 61% superiores, respectivamente, a las registradas en 2009.

- Continúa el refuerzo de infraestructuras del Sistema Gasista, tanto en plantas de regasificación como en gasoductos de transporte y estaciones de compresión. Destaca la incorporación de:

  - en febrero, la estación de compresión de Montesa,
  - en agosto, la fase III del gasoducto Vergara-Irún,
  - en el último trimestre, tres nuevos tanques de 150.000 m^3 de GNL de capacidad de almacenamiento, en cada una de las plantas de Enagás: Barcelona, Cartagena y Huelva,
  - en noviembre, la duplicación del gasoducto Tivissa-Castelnou.

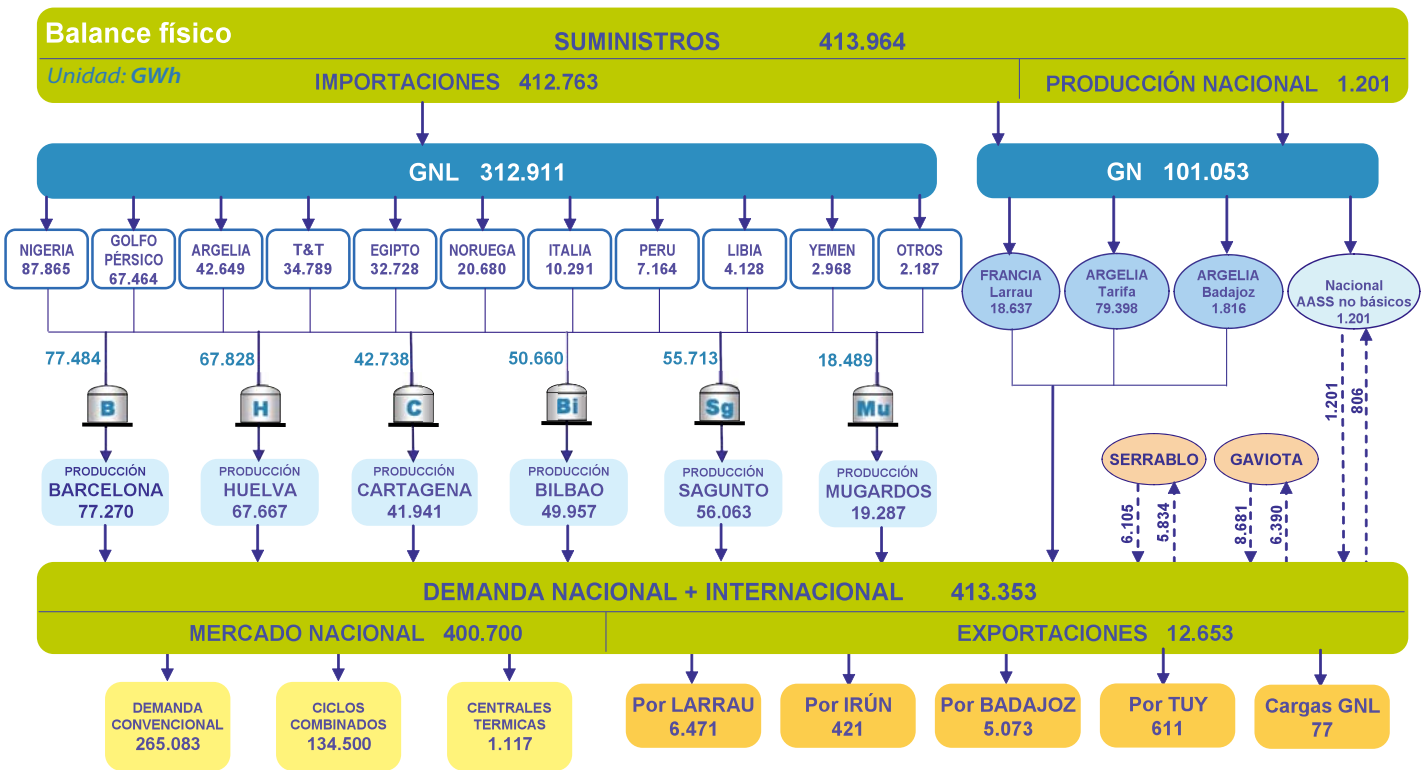
- El 1 de noviembre de 2010 se habilitó la capacidad real de exportación a través de la conexión internacional de Larrau**,** siguiendo con el calendario establecido en el marco de *South Gas Regional Initiative (SGRI),* quedando además eliminada la imposición de flujo mínimo de entrada por esta conexión.

- El proceso de contratación de *Open Season 2015* finalizó el 16 de julio de 2010, con la decisión de incrementar la capacidad de transporte en la conexión internacional de Irún/Biriatou en 2 bcm/año (sentido España → Francia), disponible a partir de 2015.

- Con la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, comenzó el proceso de elaboración de la propuesta de Planificación Obligatoria del Sector Gasista 2012-2020.

- El 20 de octubre de 2010, se publicó el Reglamento Europeo de Seguridad de Suministro (n.º 994/2010), para garantizar que ningún ciudadano de la UE se queda sin gas debido a una crisis en el abastecimiento, reforzar la coordinación europea y establecer una serie de requisitos para las conexiones del gas entre los Estados Miembros.

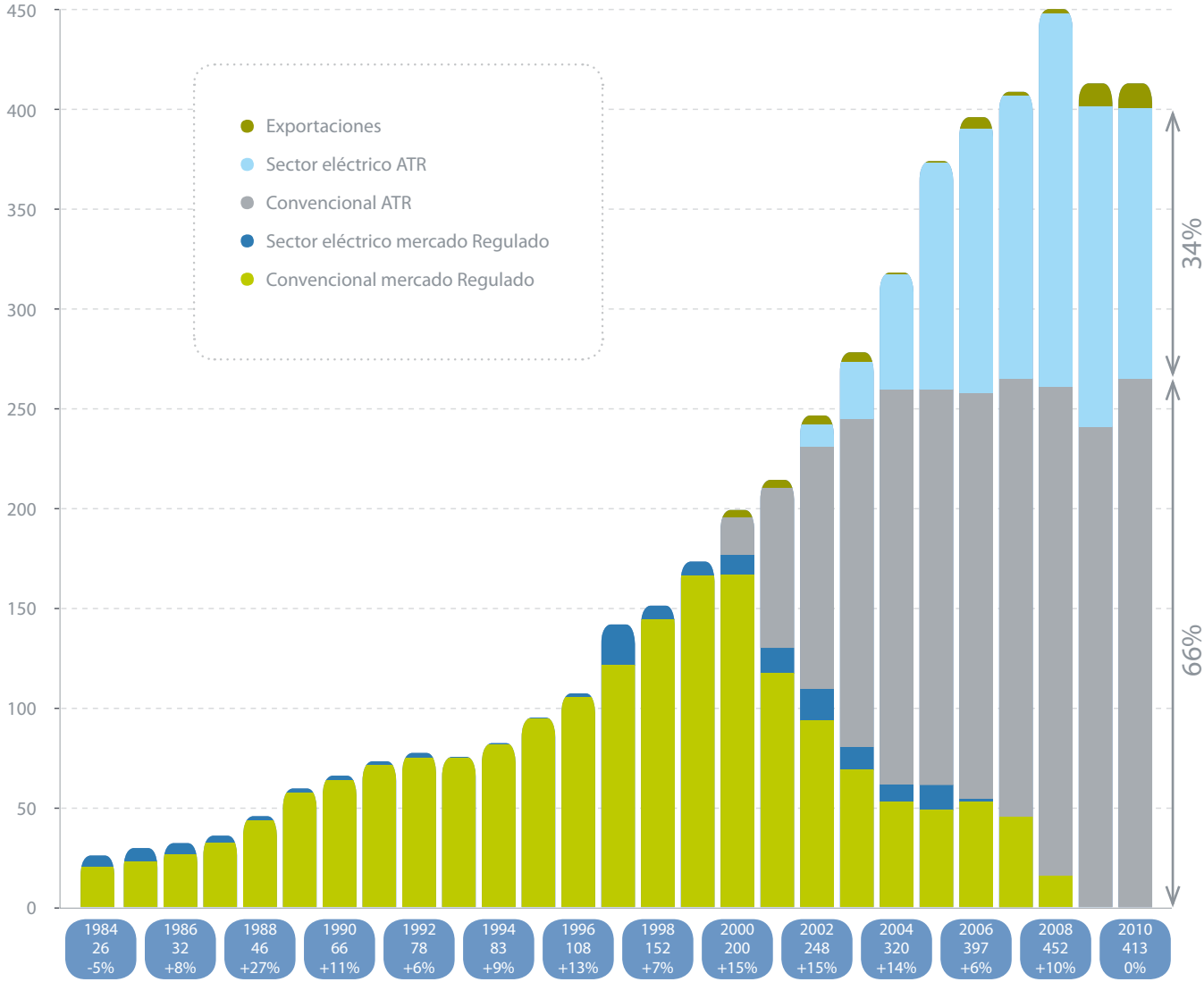
Diagrama de **flujos físicos 2010**



No incluye el gas del GME en tránsito para Portugal, 22.365 GWh

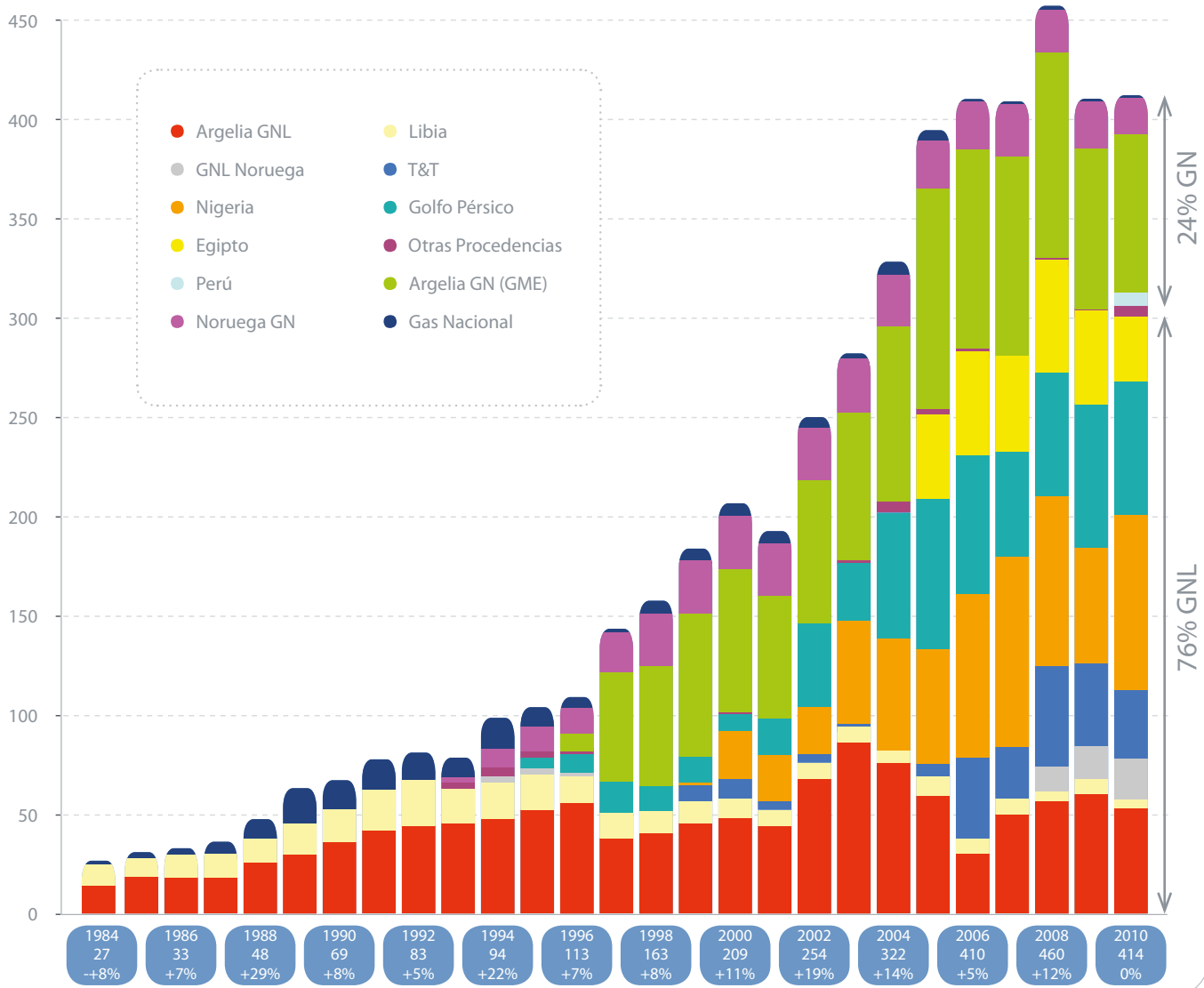
Evolución de las entregas de gas

(TWh/año)



Evolución de los aprovisionamientos

(TWh/año)



MSC
enagas

02

Demanda de gas natural

Demanda de gas natural

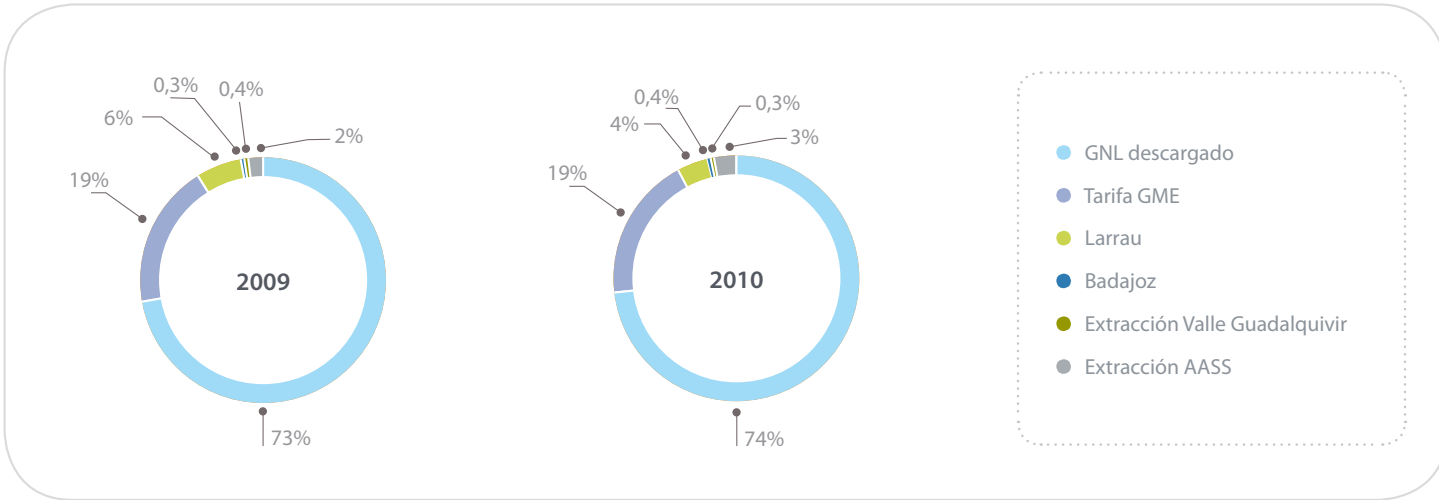
En el ejercicio 2010, la demanda de gas natural en España ha alcanzado los 400.700 GWh, valor similar al registrado en 2009. Sin embargo, la habitual composición del mercado por sectores convencional y eléctrico ha diferido enormemente.

El sector convencional, que engloba tanto el consumo industrial, incluida la cogeneración, como el doméstico y comercial, ha finalizado el ejercicio con un crecimiento del 10% respecto a 2009, mientras que las entregas de gas para generación eléctrica en centrales térmicas convencionales y ciclos combinados han disminuido un 15,7%.

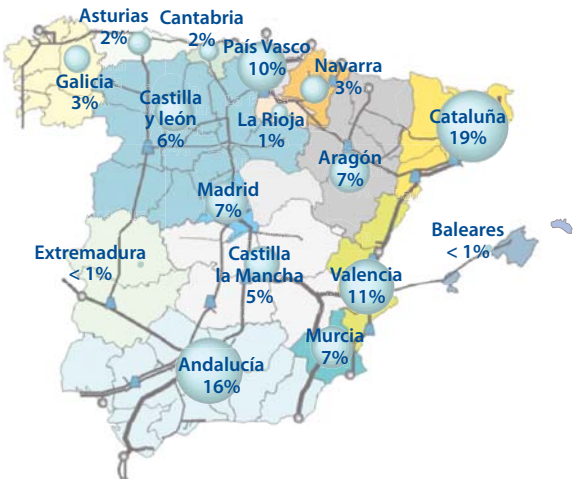
En 2010 se alcanzó el récord de demanda convencional del Sistema el día 16 de diciembre, con 1.166 GWh/día, aunque el récord de demanda total continúa siendo el del 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh/día.

Evolución del gas transportado

	2007	2008	2009	2010	
Unidad: GWh	real	real	real	real	% s/año 2009
Mercado NACIONAL	408.431	449.389	401.855	400.700	-0,3%
Convencional nacional	266.372	261.921	241.062	265.083	+10,0%
Sector eléctrico	142.059	187.468	160.793	135.617	-15,7%
Exportaciones C. I.	1.857	2.145	11.564	12.576	+9%
Salidas Valle Guadalquivir	1.321	1.441	1.495	806	-46%
Transporte actividad regulada	411.609	452.976	414.914	414.083	-0,2%
Tránsito GME a REN	22.389	28.318	21.934	22.365	+2%
Total SALIDAS	434.330	481.294	436.848	436.448	-0,1%
Inyección	9.019	13.601	7.579	12.224	+61,3%



Porcentaje de **demanda total** por comunidades autónomas

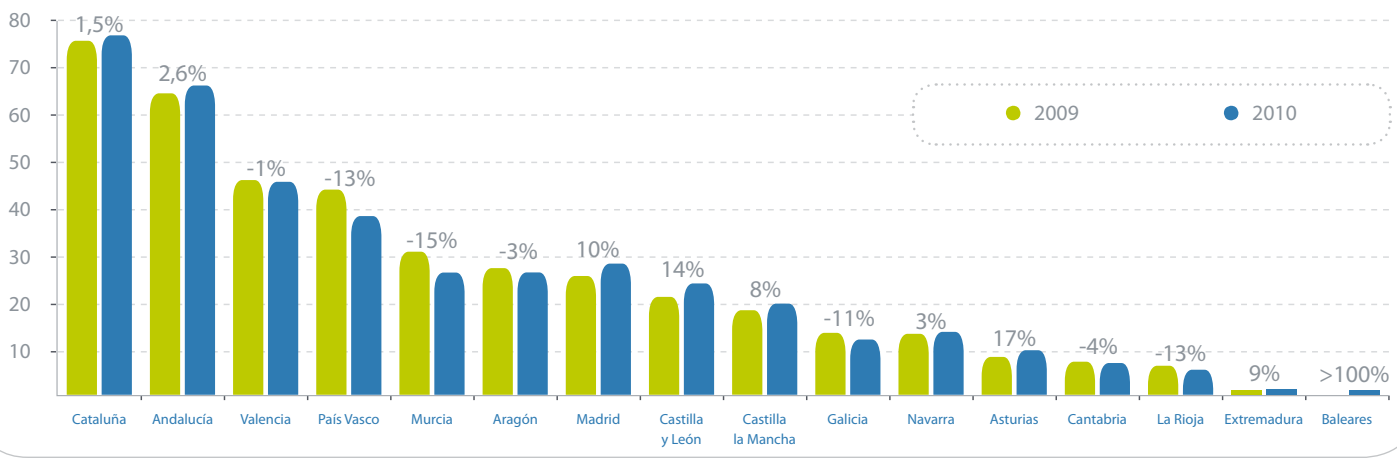


Del análisis de la demanda por comunidades autónomas se deduce que la comunidad con mayor consumo de gas natural continúa siendo Cataluña, seguida de Andalucía y de la Comunidad Valenciana.

Las comunidades autónomas que más han incrementado su volumen de consumo de gas respecto a 2009 han sido: Baleares, Castilla y León, Asturias y Madrid, que ha pasado al quinto lugar desde el séptimo puesto en el que se encontraba en 2009.

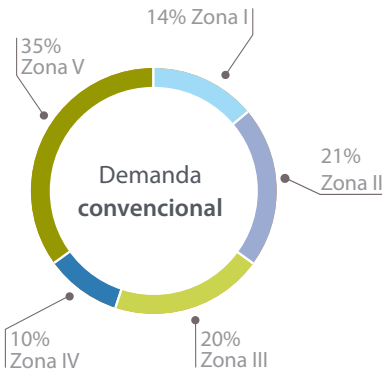
Crecimiento de la demanda de gas por CCAA

(TWh/año)

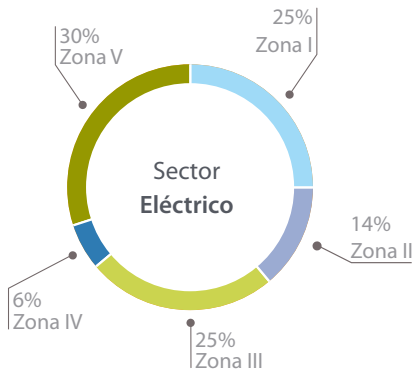


Porcentaje de **demanda por zonas 2010**

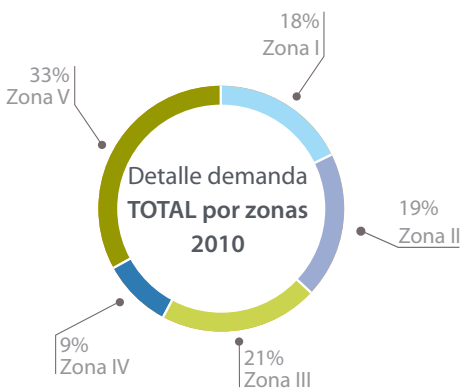
Demanda convencional



Sector eléctrico



Detalle demanda TOTAL por Zonas año 2010



En el detalle de la demanda por las cinco zonas gasistas definidas en el Protocolo de Detalle 02 (PD-02), se observa que la que acumula mayor consumo es la zona V. Aunque los valores de consumo por sectores son muy diferentes en 2009 y 2010, los porcentajes de reparto por zonas en ambos ejercicios son muy similares, lo que indica que tanto los incrementos como los descensos de demanda se han repartido de manera bastante uniforme.

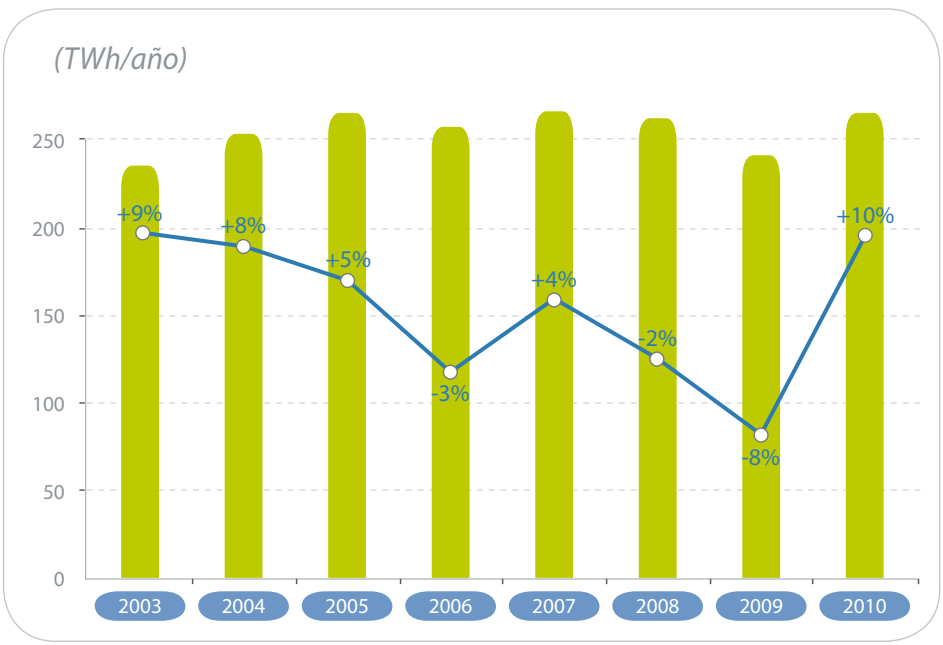
Demanda convencional

Si el año 2009 supuso un retroceso en la demanda de gas natural en todos sus frentes, totalizándose una caída del 8% en la convencional y del 14% en la de generación eléctrica, 2010 puede calificarse como el de la recuperación total de la demanda convencional, que ha cerrado el ejercicio en valores cercanos a los de 2007.

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el crecimiento de este sector ha ido aumentando a lo largo del año, desde el 2% en los primeros meses, hasta el 7% en el último trimestre.

Demanda convencional de gas natural

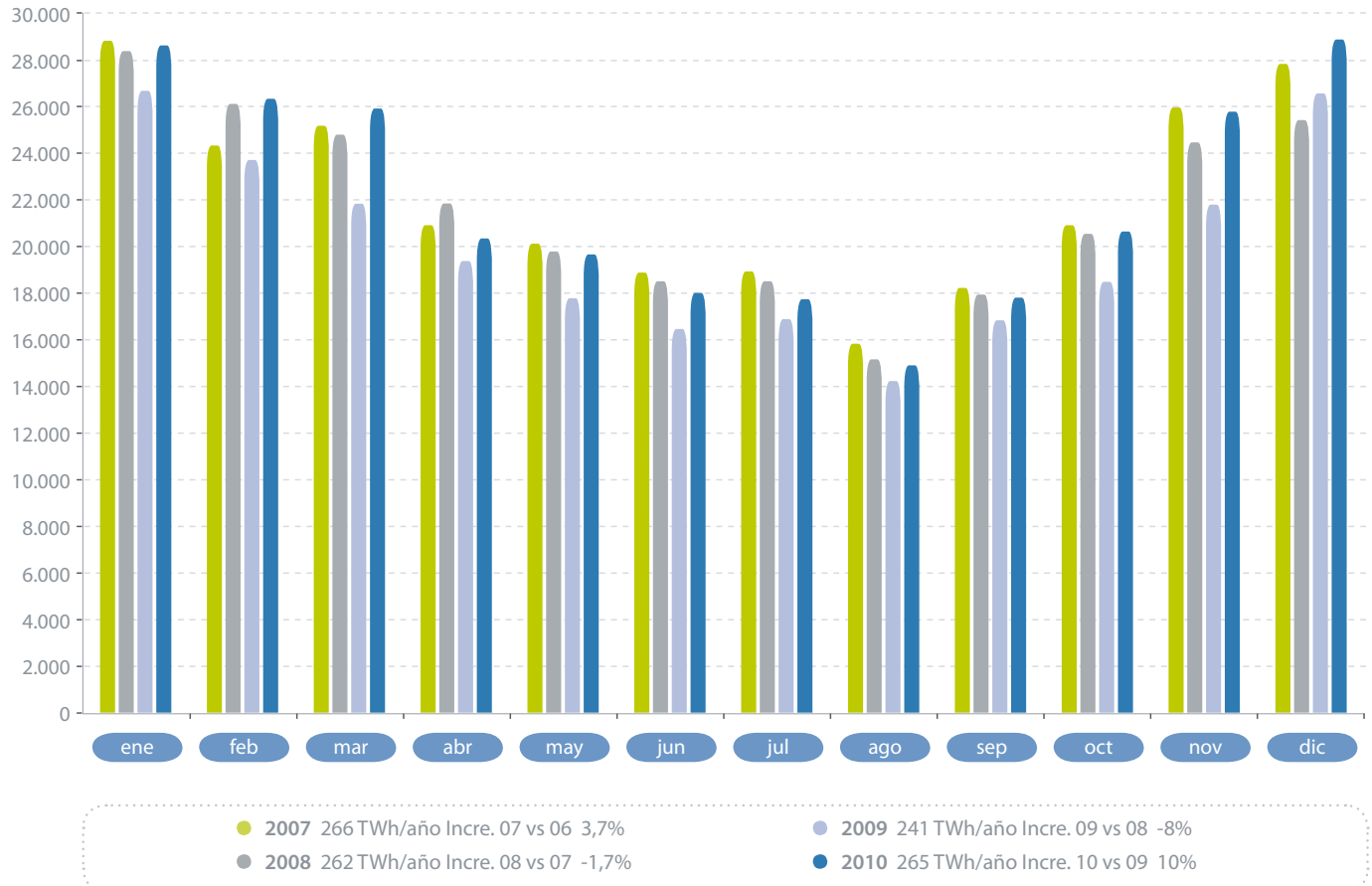
Unidad: TWh/año	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demanda convencional	235	253	265	257	266	262	241	265
Δ anual TWh	+19	+18	+12	-8	+9	-4	-21	+24
Tasa de crecimiento	+9%	+8%	+5%	-3%	+4%	-2%	-8%	+10%



En el registro mensual de demanda convencional de 2010 se alcanzaron máximos históricos en los meses de marzo y diciembre. Los máximos crecimientos del año se anotaron en el mes de marzo (19%) y en noviembre (18%). Por el contrario, los mínimos se situaron en los meses estivales, con aumentos del 5%.

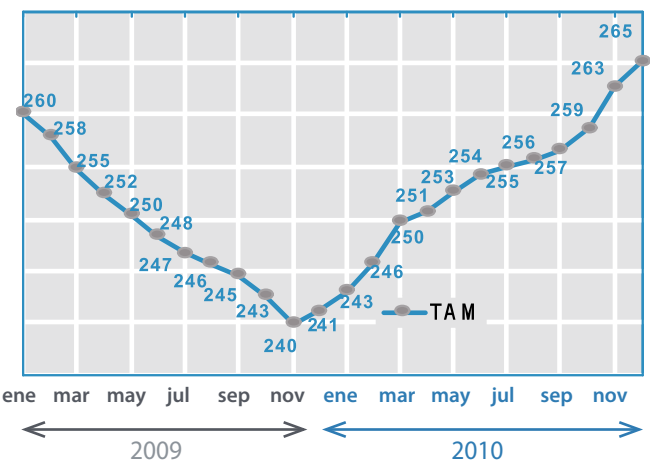
Registro mensual de demanda convencional de 2010

(GWh/mes)

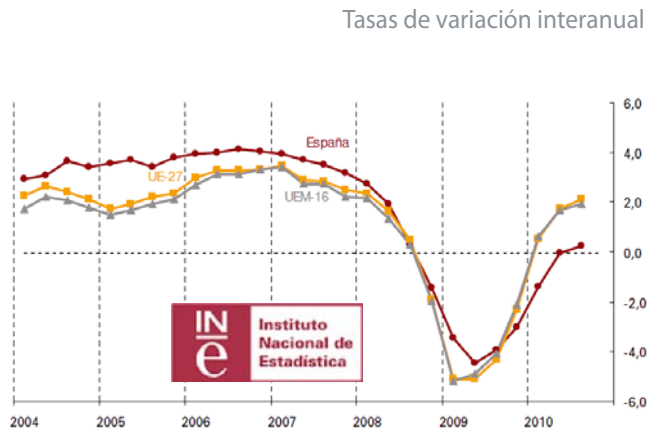


La evolución del acumulado anual móvil de la demanda convencional muestra una tendencia en sintonía con el PIB nacional, cuya trayectoria se ve favorecida por la aportación de la demanda externa que incrementa su contribución positiva al crecimiento agregado. Reflejo de ello es el crecimiento del PIB a nivel europeo publicado por el INE, que registró tasas positivas ya desde el primer trimestre de 2010.

Demanda convencional



Producto Interior Bruto



Volumen encadenado referencia 2000

En cuanto a las temperaturas registradas en 2010, en el cómputo total del año, puede afirmarse que han sido las más frías de la última década:

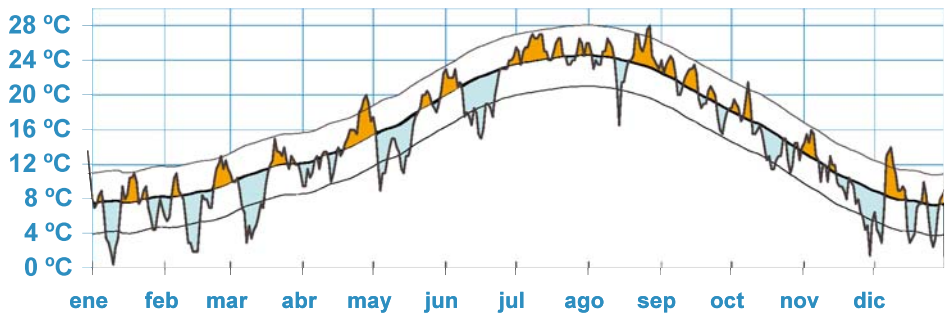
Valoración frío/calor

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
∑ ºC por exceso vs. tª media	294 ºC	254 ºC	285 ºC	398 ºC	312 ºC	361 ºC	513 ºC	277 ºC	295 ºC	440 ºC	292 ºC
∑ ºC por defecto vs. tª media	-359 ºC	-441 ºC	-380 ºC	-224 ºC	-351 ºC	-377 ºC	-217 ºC	-345 ºC	-370 ºC	-266 ºC	-482 ºC
Variación	**-66 ºC**	**-187 ºC**	**-95 ºC**	**174 ºC**	**-39 ºC**	**-16 ºC**	**296 ºC**	**-68 ºC**	**-75 ºC**	**174 ºC**	**-190 ºC**

2010 Valoración frío vs. calor

∑ ºC por exceso vs. tª media 292 ºC

∑ ºC por defecto vs. tª media -482 ºC



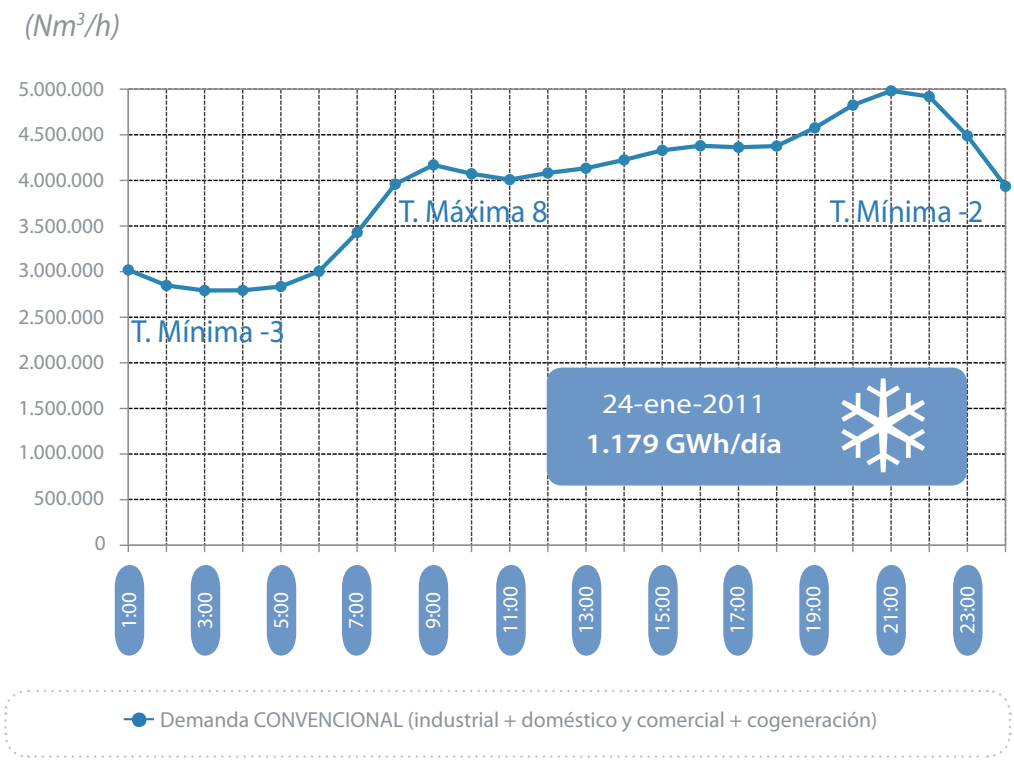
Durante el año se han contabilizado un total de cinco olas de frío declaradas mediante las notas de operación n.º 1, 3, 7, 30 y 33.

El 16 de diciembre, coincidiendo con un periodo de bajas temperaturas, se alcanzó récord de demanda convencional con 1.166 GWh, cifra que supera en un 1,4% al anterior récord registrado el 12 de enero de este mismo año. También en este día se registraron nuevos máximos históricos de demanda convencional en las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Andalucía, Navarra, País Vasco y Baleares.

Posteriormente en este mismo invierno, el 24 de enero de 2011, coincidiendo con un nuevo periodo de bajas temperaturas, el Sistema Gasista registró un nuevo récord de demanda convencional con 1.179 GWh/día, incluyendo un nuevo máximo de carga de cisternas de GNL para el suministro de gas natural a plantas satélites en el Sistema, que alcanzó los 60 GWh/día.

Se superó así, en un 1,1%, el máximo del 16 de diciembre. Si las centrales de ciclo combinado hubieran requerido el mismo suministro de gas que el día 9 de enero de 2009 (741 GWh/día), se habría superado el récord de demanda nacional del Sistema con un crecimiento del 3,1%. Esto no ocurrió por la mayor aportación a la generación eléctrica de las energías eólica e hidráulica.

Récord de demanda convencional



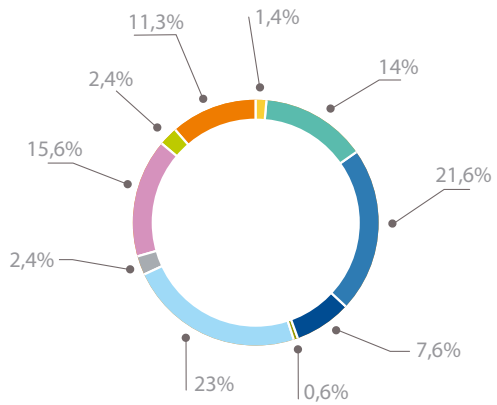
Entregas de gas natural para generación eléctrica

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2010 ha descendido un 15,7% respecto a 2009. De un total de 135.617 GWh, 134.500 GWh han correspondido a entregas de gas a ciclos combinados y 1.117 GWh han sido consumidos por las centrales térmicas convencionales.

La generación eléctrica a partir de ciclos combinados ha anotado un descenso del 17,4% respecto al año 2009, a pesar del repunte de la demanda eléctrica, que ha crecido un 3,3% en el año, debido a la mayor aportación de las generaciones de origen hidráulico, eólico y nuclear. Aunque el sistema eléctrico peninsular ha logrado nuevos máximos de energía diaria, estos no han estado asociados a nuevos máximos de producción de ciclos combinados, manteniéndose vigente el récord alcanzado el 20 de junio de 2008 con 754 GWh/día. El máximo valor de consumo registrado en 2010 fue 681 GWh/día el 11 de enero.

Pese al descenso de generación de electricidad a partir de ciclos combinados, estos han continuado siendo la tecnología mayoritaria en 2010 dando cobertura al 23% de la demanda anual de energía eléctrica.

Cesta de generación eléctrica peninsular 2010

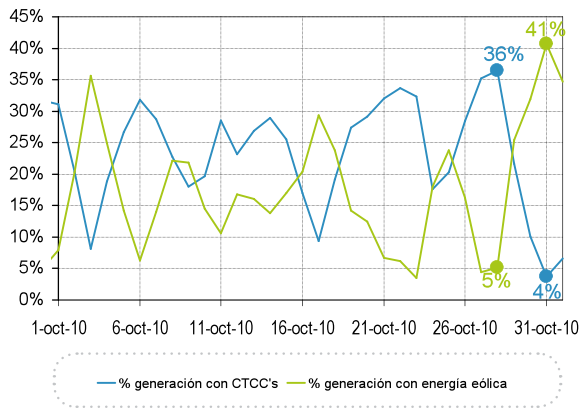


En 2010 el balance de producción eléctrica ha estado marcado por el notable crecimiento, de más de un 59% respecto al año anterior, de la generación hidráulica, que ha dado cobertura al 14% del total de la demanda, frente al 9% en 2009. En el extremo contrario se ha situado la generación con carbón, que ha registrado descensos de producción respecto al año anterior del 34%. Al finalizar el año, la energía embalsada disponible superaba en 4.300 GWh la media de los cinco últimos años, y en 5.100 GWh la media de los últimos diez años.

El 9 de noviembre se registró el último récord de energía eólica diaria con 315 GWh/día de generación, que supone casi 16 veces la generación mínima del año alcanzada el 2 de septiembre con 20 GWh/día. La diferencia de generación con ciclos combinados entre estas dos fechas es de 180 GWh lo que conlleva un consumo equivalente de gas natural de 360 GWh/día, que equivale a su vez al funcionamiento de 20 grupos de 400 MW a plena carga.

Energía hidroeléctrica disponible *(GWh)*

(GWh/día)



La generación eólica, que ha crecido en el año un 19%, ha continuado siendo respaldada por los ciclos combinados. Tal y como puede verse en el gráfico, la volatilidad diaria de la energía eólica es muy alta y mantiene una fuerte correlación negativa con la generación a partir de los ciclos combinados. El 31 de octubre la energía eólica alcanzó su máxima aportación en la generación peninsular de 2010 con el 41%, tan sólo tres días después de que los ciclos combinados alcanzasen su máxima aportación de 2010 con el 36% de dicha generación.

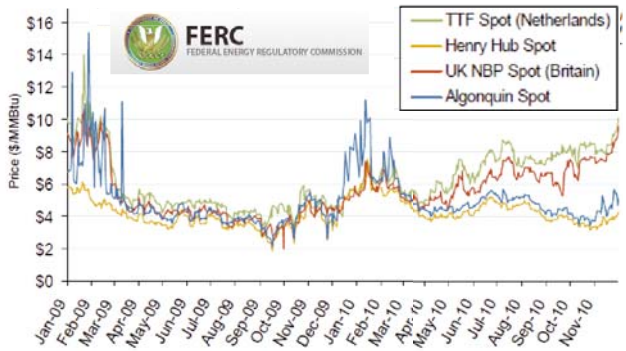
Así, una vez más, se ratifica el papel de los ciclos combinados como pieza fundamental para la integración de las fuentes renovables en el conjunto de la generación eléctrica, siendo muestra de ello su indiscutible liderazgo en los servicios de ajuste ligados a la operación del sistema eléctrico. Los ciclos combinados han sido la tecnología más programada en la resolución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento diario, ocupando el 88% de la energía a subir –15 puntos más que en 2009– y el 70% de la energía

a bajar –22 puntos más que en 2009– en fase I. Así mismo, también ha sido la tecnología más utilizada en la formación de la banda de regulación terciaria y en la gestión de desvíos, mientras que en la formación de la banda de regulación secundaria, ha sido la segunda tecnología más programada después de la generación hidráulica.

La generación que compite directamente con los ciclos combinados en la cobertura del "hueco térmico" es el carbón. Hasta el momento, el principal factor determinante de la cuota a ocupar por cada una de estas tecnologías es la relación entre los costes marginales de producción de cada una de ellas, que dependen a su vez de los precios de la materia prima de gas natural y carbón, así como de los costes de los derechos de emisión del CO_2. El año 2010 ha estado marcado además por la incertidumbre regulatoria sobre la entrada en vigor del real decreto que asegura el consumo de carbón autóctono y que, finalmente, no ha estado vigente durante el ejercicio. La entrada en vigor de dicho decreto supondrá un nuevo factor relevante que podrá influir en el hueco térmico a ocupar por los ciclos combinados y el carbón de importación.

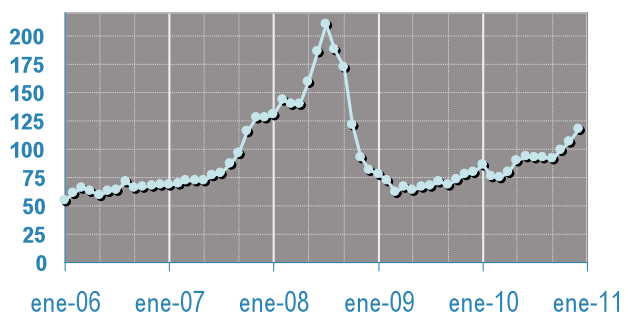
A partir de abril de 2010 se produjo una separación de precios entre los mercados europeos de gas natural y el americano, representado en el Henry Hub. El NBP y el TTF han seguido una senda creciente mientras que el Henry Hub se ha estabilizado.

Federal Energy Regulatory Commission

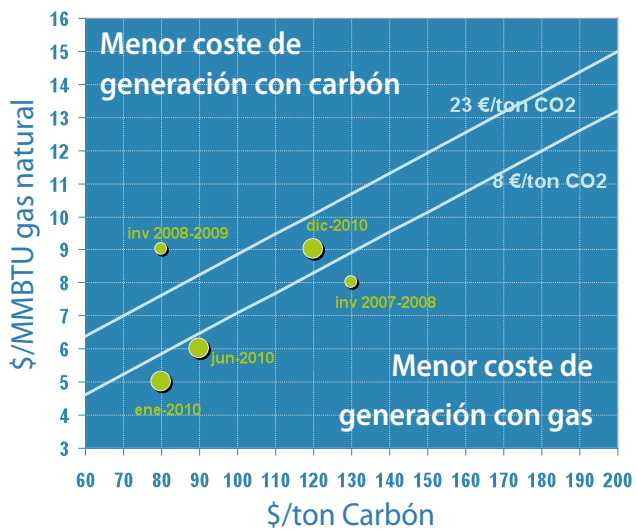


El precio del carbón en el mercado europeo también ha seguido una tendencia creciente, mientras que el mercado spot de derechos de emisión de CO_2 se ha mantenido estable casi todo el ejercicio con valores del entorno de los 15 €/ton.

Precio medio mensual del carbón internacional API2 en ARA *($/ton)*



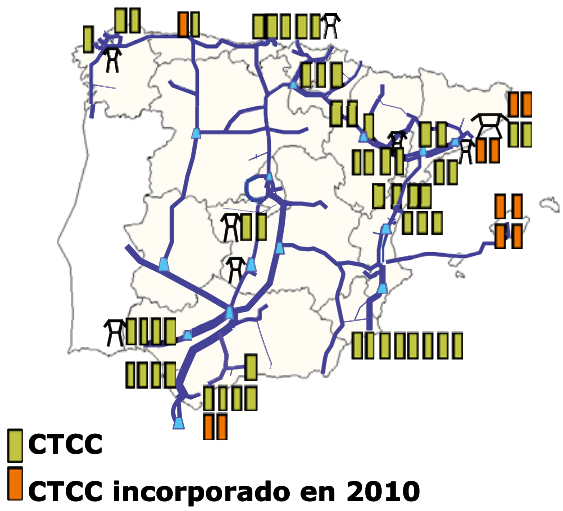
Así, durante el primer semestre de 2010, los costes de generación con carbón internacional eran superiores a los de generación con ciclos combinados, tomando como referencia de precio del gas el NBP. A partir del verano aumentaron los costes de generación con gas, de forma que al finalizar el año los costes de ambas generaciones eran similares (equilibrio de precios).



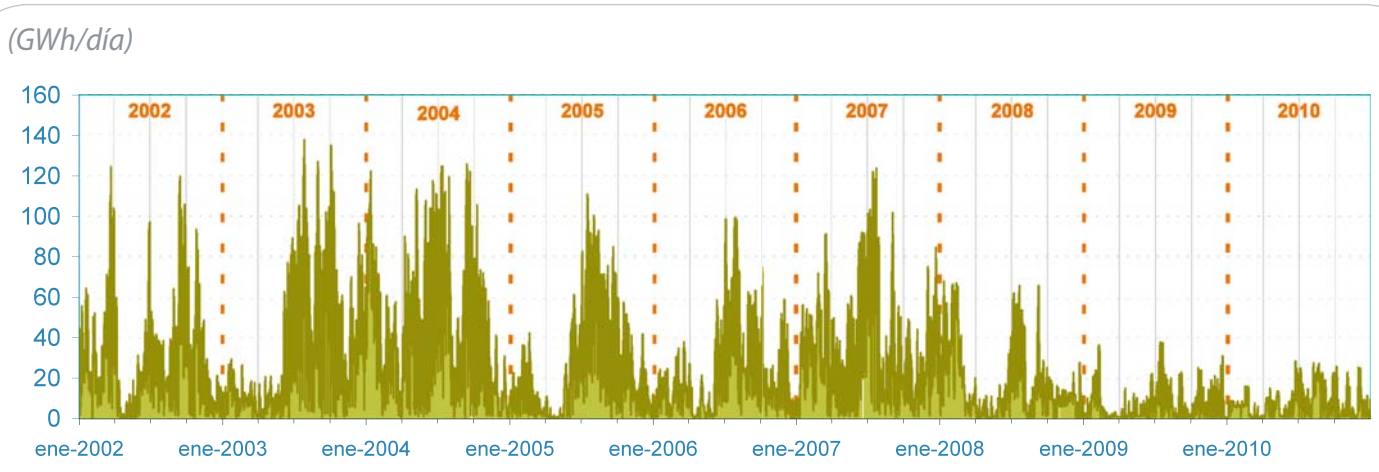
Otro aspecto que ha repercutido en la disminución del hueco térmico de los ciclos combinados y el carbón ha sido la mayor disponibilidad del parque nuclear respecto a los últimos años. La generación nuclear de 2010 ha sido la más alta registrada en los últimos siete años, con un crecimiento del 17% respecto a 2009.

La generación eléctrica a partir de las centrales térmicas convencionales ha mantenido un papel residual, siendo el consumo de gas ligado a estas centrales de tan sólo los 1.117 GWh en el total del año.

En este año, se ha incrementado la potencia instalada de ciclos combinados en casi 4.000 MW, con los ciclos de Algeciras 3 (que comenzó las pruebas en diciembre de 2009), Besós 5, Puerto de Barcelona 1 y 2, Soto de Ribera 5, y los ciclos de Mallorca de Cas Tresorer 1 y 2 y Son Reus 1 y 2.



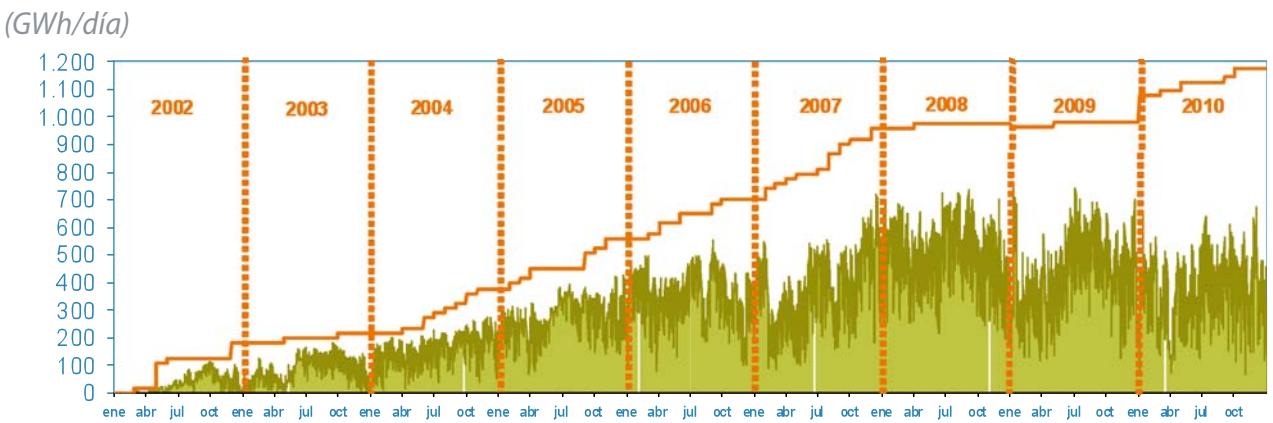
Seguimiento de entregas a centrales térmicas



Consumo

Unidad: GWh	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año
2002	2.265	882	772	1.362	1.372	1.993	2.494	841	1.887	1.422	577	247	16.115
2003	381	494	122	60	229	1.028	1.859	1.673	1.346	919	456	355	8.922
2004	371	318	492	145	117	945	1.737	969	1.100	691	641	411	7.937
2005	802	1.131	1.008	654	828	1.810	2.231	656	809	611	724	1.178	12.441
2006	1.054	1.075	272	117	92	319	1.242	335	600	355	365	274	6.098
2007	238	185	134	81	113	237	460	197	146	248	238	241	2.517
2008	217	226	37	200	149	337	287	539	297	229	163	181	2.863
2009	254	102	134	252	303	141	190	49	87	160	164	155	1.992
2010	**216**	**93**	**19**	**111**	**43**	**29**	**44**	**147**	**148**	**77**	**66**	**124**	**1.117**

Seguimiento entregas de gas a CTCC´s

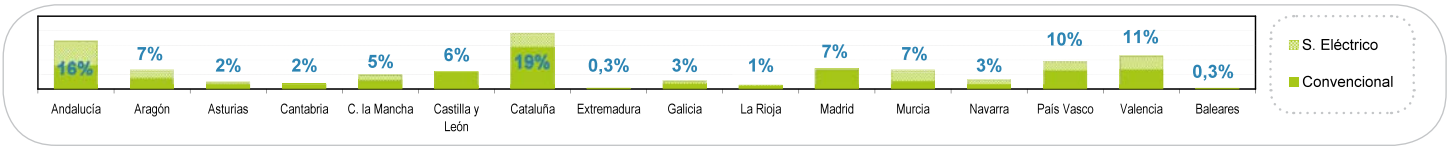


		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año	F. Utilización
2002	Consumo (GWh)	–	–	19	109	344	746	1.243	1.622	2.421	2.320	1.265	1.137	11.227	**30%**
2003	Consumo (GWh)	1.045	1.855	1.730	1.208	1.771	3.737	3.921	3.648	4.085	3.647	2.567	1.894	31.108	**43%**
2004	Consumo (GWh)	3.177	3.953	4.628	3.769	4.165	4.820	5.652	5.001	6.082	5.966	5.724	5.797	58.733	**57%**
2005	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%**
2006	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%**
2007	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%**
2008	N.º CTCC	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%		
2009	N.º CTCC	54	54	54	54	55	55	55	55	55	55	55	55		
	Consumo (GWh)	12.474	9.423	10.526	11.274	11.240	15.683	17.538	16.817	15.426	13.736	11.753	12.912	158.802	**45%**
		42%	35%	35%	39%	37%	53%	58%	55%	52%	45%	40%	42%		
2010	**N.º CTCC**	**59**	**59**	**60**	**60**	**62**	**62**	**62**	**62**	**63**	**66**	**66**	**66**		
	Consumo (GWh)	**11.265**	**10.253**	**9.080**	**9.356**	**9.655**	**11.530**	**14.249**	**12.148**	**13.160**	**11.306**	**11.848**	**10.651**	**134.500**	**33%**
		34%	**34%**	**27%**	**28%**	**28%**	**34%**	**41%**	**35%**	**38%**	**31%**	**34%**	**29%**		
Variación 2010 vs 2009		**-10%**	**9%**	**-14%**	**-17%**	**-14%**	**-26%**	**-19%**	**-28%**	**-15%**	**-18%**	**1%**	**-18%**	**-15%**	

Demanda por CCAA 2010

Unidad: GWh		2009	2010	Crecimientos (Año 2009)
Andalucía	Convencional	28.544	32.631	
	CTCC+CT	35.826	33.408	
	Total	**64.369**	**66.040**	**+2,6%**
Aragón	Convencional	13.818	15.008	
	CTCC+CT	13.338	11.227	
	Total	**27.156**	**26.235**	**-3,4%**
Asturias	Convencional	5.431	5.937	
	CTCC+CT	2.814	3.741	
	Total	**8.245**	**9.678**	**+17,4%**
Cantabria	Convencional	7.209	6.943	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	**7.209**	**6.943**	**-3,7%**
Castilla la Mancha	Convencional	10.503	12.680	
	CTCC+CT	7.674	6.918	
	Total	**18.177**	**19.598**	**+7,8%**
Castilla y León	Convencional	21.028	23.891	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	**21.028**	**23.891**	**+13,6%**
Cataluña	Convencional	54.811	57.425	
	CTCC+CT	20.781	19.284	
	Total	**75.592**	**76.709**	**+1,5%**
Extremadura	Convencional	1.174	1.283	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	**1.174**	**1.283**	**+9,3%**
Galicia	Convencional	6.606	7.369	
	CTCC+CT	6.768	4.591	
	Total	**13.374**	**11.961**	**-10,6%**
La Rioja	Convencional	2.632	2.892	
	CTCC+CT	3.737	2.639	
	Total	**6.369**	**5.530**	**-13,2%**
Madrid	Convencional	25.477	28.108	
	CTCC+CT	0	0	
	Total	**25.477**	**28.108**	**+10,3%**
Murcia	Convencional	9.935	11.200	
	CTCC+CT	20.718	15.007	
	Total	**30.653**	**26.206**	**-14,5%**
Navarra	Convencional	5.667	6.340	
	CTCC+CT	7.481	7.246	
	Total	**13.148**	**13.586**	**+3,3%**
País Vasco	Convencional	23.580	25.677	
	CTCC+CT	20.293	12.559	
	Total	**43.873**	**38.236**	**-12,8%**
Valencia	Convencional	24.534	27.060	
	CTCC+CT	21.364	18.474	
	Total	**45.898**	**45.534**	**-0,8%**
Baleares	Convencional	112	638	
	CTCC+CT	0	523	
	Total	**112**	**1.161**	**>100%**
TOTAL	**Convencional**	**241.062**	**265.083**	
	CTCC+CT	**160.793**	**135.617**	
	Total	**401.855**	**400.700**	**-0,3%**

Reparto porcentual de la demanda del año 2010 CCAA



Olas de frío

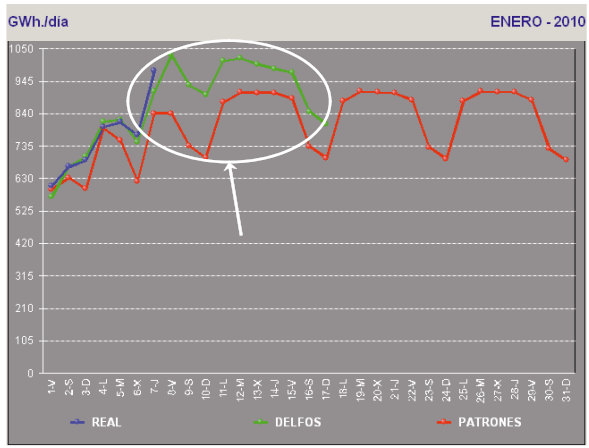
A lo largo del año 2010 se han publicado cinco notas de operación relativas a aumentos significativos de demanda por situaciones de ola de frío:

Nota de operación n.º 1

A principios de año, el día 7 de enero, como consecuencia de las bajas temperaturas, se declaró situación de operación excepcional, que se prolongó hasta el 15 de enero.

La demanda extraordinaria acumulada por frío durante los 9 días ascendió a 1.527 GWh.

Total Sistema Nacional *(GE Sin Térmicas)*



Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

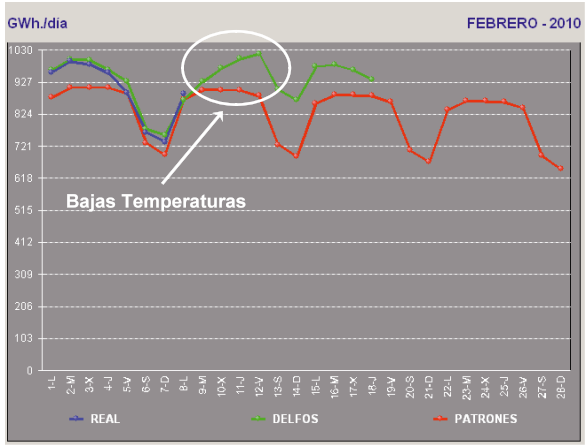
Unidad: GWh/día	J 7-ene	V 8-ene	S 9-ene	D 10-ene	L 11-ene	M 12-ene	X 13-ene	J 14-ene	V 15-ene	Acumulado
Total Sistema	**+144**	**+223**	**+235**	**+278**	**+215**	**+190**	**+117**	**+66**	**+59**	**+1.527**
en Zona 1: Levante	–	+8	+15	+20	+16	+17	+12	+7	+7	+102
en Zona 2: Barcelona-Tivissa	+45	+56	+66	+77	+52	+49	+16	+8	–	+369
en Zona 3: Valle del Ebro	+24	+48	+49	+54	+34	+32	+22	+11	+8	+282
en Zona 4: Noroeste	+13	+17	+15	+18	+12	+5	+2	–	+2	+83
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+62	+94	+90	+108	+101	+87	+64	+40	+43	+691

Nota de operación n.º 3

El día 10 de febrero se acusó un nuevo descenso de las temperaturas, declarándose situación de operación excepcional que se prolongó hasta el 18 de febrero.

La demanda extraordinaria acumulada por frío durante estos nueve días ascendió a 1.494 GWh.

Total Sistema Nacional *(GE Sin Térmicas)*



Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

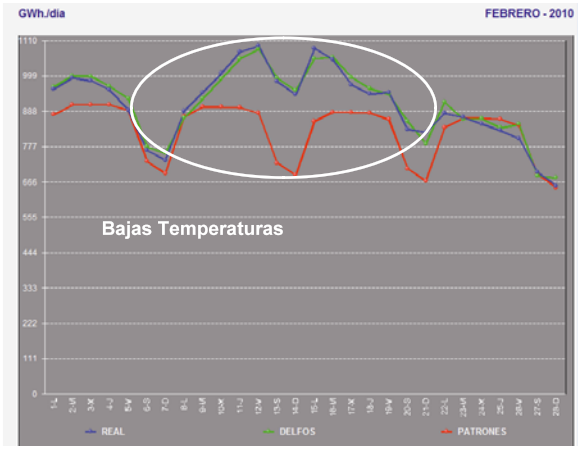
Unidad: GWh/día	X 10-feb	J 11-feb	V 12-feb	S 13-feb	D 14-feb	L 15-feb	M 16-feb	X 17-feb	J 18-feb	Acumulado
Total Sistema	**+104**	**+173**	**+209**	**+254**	**+252**	**+213**	**+158**	**+69**	**+62**	**+1.494**
en Zona 1: Levante	+13	+18	+20	+24	+25	+20	+19	+11	+10	+160
en Zona 2: Barcelona-Tivissa	+13	+43	+52	+64	+62	+49	+20	–	–	+304
en Zona 3: Valle del Ebro	+25	+36	+41	+61	+56	+36	+30	+1	–	+286
en Zona 4: Noroeste	+7	+12	+15	+20	+20	+10	+10	+6	+2	+103
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+45	+64	+81	+85	+89	+99	+79	+50	+50	+641

Nota de operación n.º 7

El día 5 de marzo se registró la tercera ola de frío de 2010, dándose por finalizada el jueves 18 de marzo.

La demanda extraordinaria acumulada por frío durante estos 14 días ascendió a 2.054 GWh.

Total Sistema Nacional *(GE Sin Térmicas)*



Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

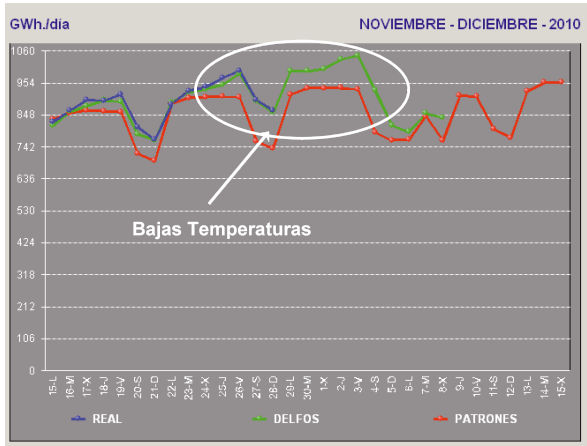
	comienza descenso de las temperaturas			temperaturas incurriendo en ola de frío								efecto inercia			
Unidad: GWh/día	V 5-mar	S 6-mar	D 7-mar	L 8-mar	M 9-mar	X 10-mar	J 11-mar	V 12-mar	S 13-mar	D 14-mar	L 15-mar	M 16-mar	X 17-mar	J 18-mar	Acumulado
Total Sistema	**+46**	**+115**	**+142**	**+216**	**+209**	**+231**	**+237**	**+228**	**+213**	**+171**	**+120**	**+68**	**+35**	**+23**	**+2.054**
en Zona 1: Levante	+6	+8	+11	+13	+15	+16	+15	+14	+13	+14	+14	+10	+7	+2	+159
en Zona 2: Barcelona-Tivissa	+0	+19	+39	+64	+50	+59	+66	+75	+62	+48	+38	+23	+15	+16	+574
en Zona 3: Valle del Ebro	+0	+7	+22	+43	+41	+56	+48	+33	+40	+32	+19	+9	–	–	+351
en Zona 4: Noroeste	–	–	+2	+11	+9	+6	+11	+8	+10	+6	+3	–	–	–	+66
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+39	+80	+68	+85	+94	+93	+96	+98	+88	+71	+47	+26	+13	+5	+904

Nota de operación n.º 30

A finales de noviembre se declaró una nueva ola de frío, que comenzó el día 26 y se extendió hasta el día 5 de diciembre.

La demanda extraordinaria acumulada por frío durante estos diez días ascendió a 1.177 GWh.

Total Sistema Nacional *(GE Sin Térmicas)*



Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

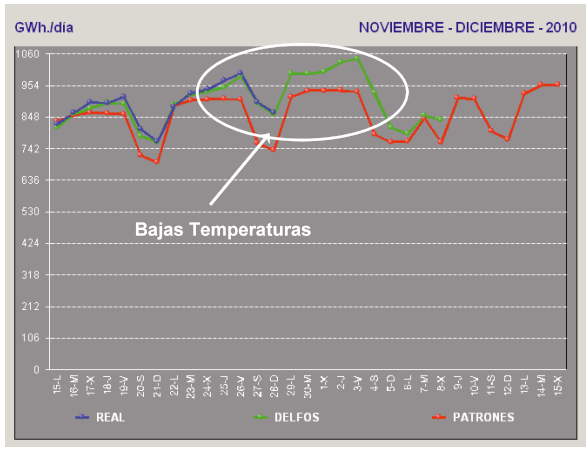
Unidad: GWh/día	V 26-nov	S 27-nov	D 28-nov	L 29-nov	M 30-nov	X 1-dic	J 2-dic	V 3-dic	S 4-dic	D 5-dic	
	real	real	real	real	real	real	real	real	real	real	Acumulado
Total Sistema	**+70**	**+133**	**+122**	**+147**	**+97**	**+82**	+112	+147	+168	+97	+1.177
en Zona 1: Levante	+5	+13	+9	+15	+12	+10	+14	+17	+20	+8	+125
en Zona 2: Barcelona-Tivissa	+15	+35	+33	+25	+12	+4	+16	+32	+43	+30	+245
en Zona 3: Valle del Ebro	+24	+35	+29	+42	+28	+29	+34	+43	+32	+22	+318
en Zona 4: Noroeste	+4	+2	+5	+8	+7	+4	+11	+7	+12	+4	+63
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+22	+49	+47	+58	+38	+35	+37	+47	+60	+32	+426

Nota de operación n.º 33

A mediados de diciembre se declaró una nueva ola de frío que comenzó el día 15 y se dio por finalizada el día 20.

La demanda extraordinaria acumulada por frío durante estos seis días ascendió a 686 GWh.

Total Sistema Nacional *(GE Sin Térmicas)*



Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

Unidad: GWh/día	15-dic	16-dic	17-dic	18-dic	19-dic	20-dic	
	real	real	real	real	real	real	Acumulado
Total Sistema	**+84**	**+154**	**+138**	**+140**	**+91**	**+79**	**+686**
en Zona 1: Levante	+17	+21	+17	+24	+11	+14	+105
en Zona 2: Barcelona-Tivissa	+19	+34	+32	+35	+25	+12	+157
en Zona 3: Valle del Ebro	+21	+40	+23	+23	+25	+18	+151
en Zona 4: Noroeste	–	+4	+3	+1	+1	–	+8
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+27	+55	+62	+56	+30	+34	+265

03

Aprovisionamientos de GN y GNL

Aprovisionamientos de GN y GNL

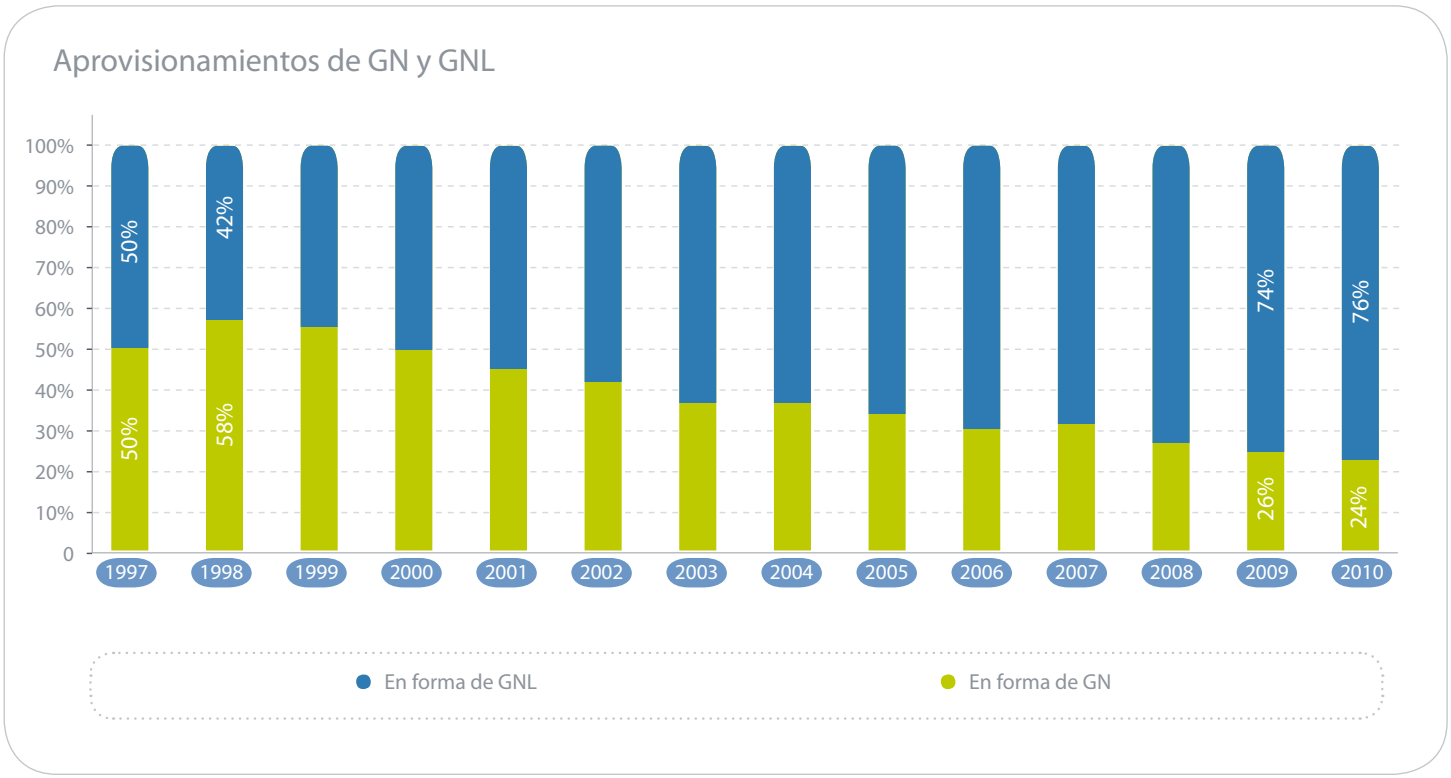
En el año 2010, los aprovisionamientos de gas natural han ascendido a 413.964 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento del 0,4% respecto al ejercicio 2009.

Entradas al Sistema 2010

	Unidad: GWh	2009	2010	2010 s/2009
GN	Tarifa	79.561	79.398	- 0,2%
	Larrau	23.956	18.637	- 22,0%
	Nacional	1.715	1.201	- 30,0%
	Tuy	–	–	–
	Badajoz	1.346	1.816	+ 35,0%
	Total GN	**106.578**	**101.053**	**- 5,0%**
GNL	P. Barcelona	72.392	77.484	+ 7,0%
	P. Cartagena	44.043	42.738	- 3,0%
	P. Huelva	58.542	67.828	+ 16,0%
	P. Bilbao	48.422	50.660	+ 5,0%
	P. Sagunto	65.507	55.713	- 15,0%
	P. Mugardos	16.754	18.489	+ 10,0%
	Total GNL	**305.661**	**312.911**	**+ 2,0%**
	TOTAL OFERTA	**412.239**	**413.964**	**+ 0,4%**

El 76% de los aprovisionamientos han sido en forma de gas natural licuado (GNL), siendo este porcentaje la máxima participación del GNL en la cesta de suministros desde el inicio del GME en octubre de 1996. El 24% restante ha entrado al Sistema en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones internacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz.

En 2010, se ha ampliado la diversificación de los aprovisionamientos del Sistema con la incorporación de tres nuevos orígenes, entre los que destaca Perú. En total, se ha recibido gas natural de hasta 15 países diferentes, lo que ha proporcionado una mayor seguridad de suministro en un país energéticamente dependiente.



El origen de los cargamentos de GNL por países ha mantenido una estructura similar a la del año 2009. Nigeria ha recuperado su peso anterior en la cesta de aprovisionamientos tras solventar las dificultades de la fuerza mayor declarada en 2009. Qatar se ha posicionado como tercer país importador de gas al Sistema aportando el 16% del GNL, mientras que las descargas recibidas desde Omán y Egipto han descendido significativamente.

Origen de los suministros

	2009		2010		crecimiento 2010 vs 2009
	GWh	%	GWh	%	
Argelia **GN**	79.561	31%	79.398	29%	-0,2%
Argelia **GNL**	47.999		42.649		-11,0%
Italia **GNL** ✉	12.416	3%	10.291	2%	-17,0%
Nigeria **GNL**	55.192	13%	87.865	21%	+59,0%
Qatar **GNL**	50.131	12%	65.533	16%	+31,0%
T&T **GNL**	43.778	11%	34.789	8%	-21,0%
Egipto **GNL**	47.942	12%	32.728	8%	-32,0%
Noruega **GNL**	15.773	4%	20.680	5%	+31,0%
Francia **GN**	23.956	6%	18.637	5%	-22,0%
Perú **GNL**	–	–	7.164	2%	nuevo
Libia **GNL**	8.252	2%	4.128	1%	-50,0%
Yemen **GNL**	1.048	0%	2.968	1%	+183,0%
Omán **GNL**	23.129	6%	1.931	0,5%	-92,0%
Portugal **GN**	1.346	0,3%	1.816	0,4%	+35,0%
EE.UU. **GNL** ✉	–	–	1.311	0,3%	nuevo
Nacional **GN**	1.715	0,4%	1.201	0,3%	-30,0%
Bélgica **GNL** ✉	–	–	876	0,2%	nuevo
Total	**412.239**	**100%**	**413.964**	**100%**	**+0,4%**

El GN nacional incluye la extracción de los almacenamientos no básicos del Valle del Guadalquivir.

✉ *Origen comercial*

El GNL descargado se ha incrementado un 2% respecto al año anterior y, sin embargo, se han recepcionado 435 buques, 35 menos que en 2009, debido al aumento del tamaño medio de las descargas en las plantas del Sistema. Ejemplos de este cambio son las primeras descargas completas de buques de tipo Q-Flex y Q-Max que se produjeron en las plantas de Cartagena y Sagunto los días 11 de enero y 6 de septiembre respectivamente.

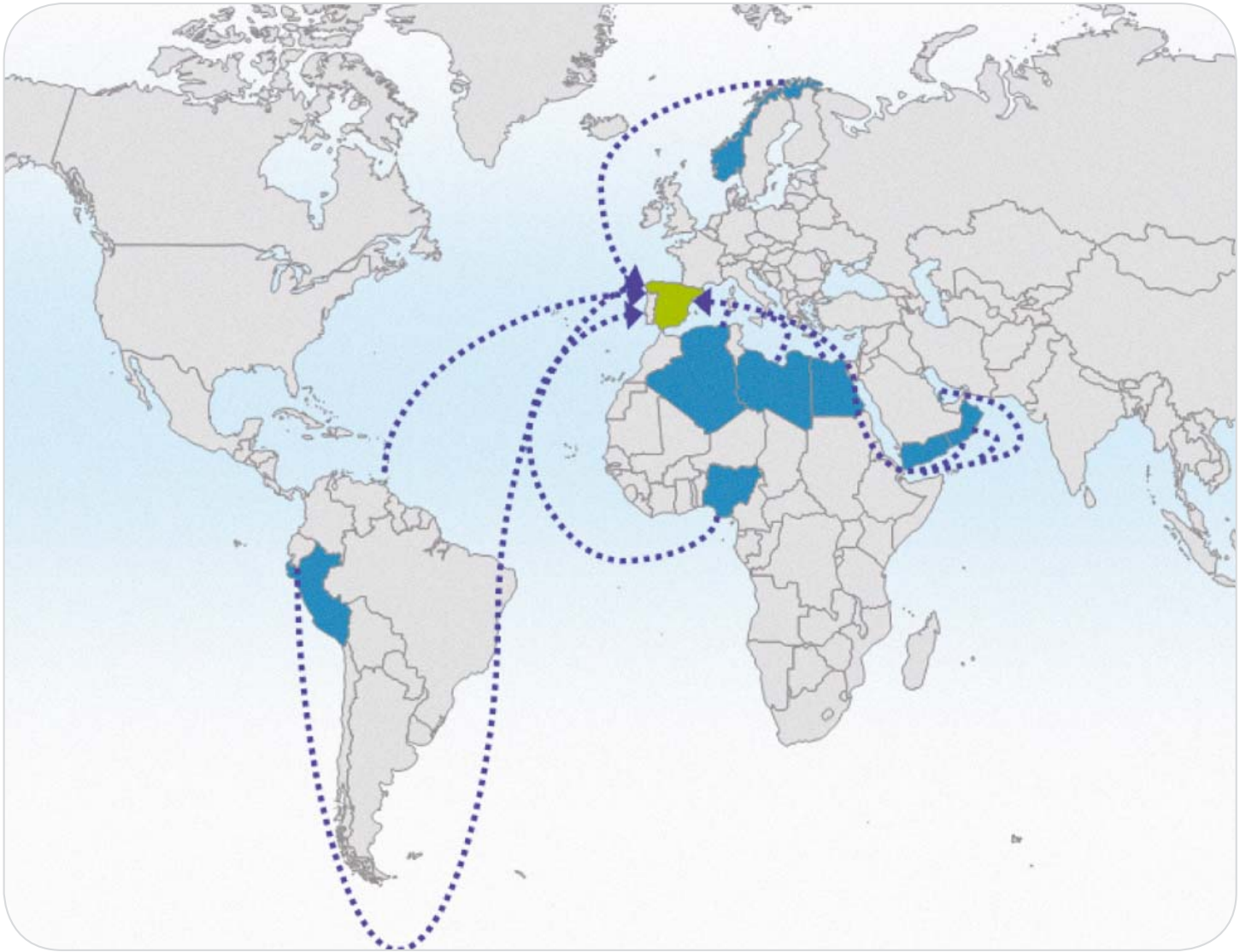
Descargas buques de GNL

	2009		2010						GNL % s/año 2009
	GNL descargado GWh	n.º buques	GNL descargado GWh	n.º buques					
				QMax	QFlex	G	M	P	
Barcelona	**72.392**	130	**77.484**	–	–	69	20	29	+7%
Huelva	**58.542**	99	**67.828**	–	–	63	11	26	+16%
Cartagena	**44.043**	66	**42.738**	–	5	30	15	13	-3%
Σ Plantas Enagás	**174.977**	**295**	**188.050**	**–**	**5**	**162**	**46**	**68**	**+7%**
Bilbao	**48.422**	54	**50.660**	–	–	55	1	–	+5%
Sagunto	**65.507**	100	**55.713**	1	8	42	9	15	-15%
Mugardos	**16.754**	21	**18.489**	–	–	20	2	–	+10%
TOTAL	**305.661**	**470**	**312.911**	**1**	**13**	**279**	**58**	**84**	**+2%**

Descargas por orígenes en 2010

N.º descargas en 2010	Nigeria	Argelia	Italia	Egipto	Qatar	T&T	Omán	Noruega	Libia	EEUU	Yemen	Perú	Bélgica	TOTAL	Tamaño medio descargado *(GWh)*
Barcelona	24	26	14	5	36	5	1	2	4	–	–	1	–	118	650
Cartagena	7	11	4	9	17	3	1	1	7	1	–	2	–	63	680
Huelva	31	41	4	7	1	4	–	6	3	–	2	1	–	100	680
Bilbao	17	2	–	–	2	21	–	10	–	–	–	3	1	56	900
Sagunto	9	18	9	15	16	1	–	2	3	1	1	–	–	76	740
Mugardos	8	2	–	–	3	8	–	1	–	–	–	–	–	22	840
TOTAL	**96**	**100**	**32**	**36**	**75**	**42**	**2**	**22**	**17**	**2**	**3**	**7**	**1**	**435**	
Tamaño medio descargado (GWh)	920	420	330	910	870	830	970	940	240	660	990	1.020	880	720	
Calidad del GNL															
PCS másico (KWh/Kg)	15,25	15,03	15,02	15,38	15,16	15,39	15,14	15,13	14,97	15,28	15,31	15,14	–	15,19	
PCS volum. (KWh/m^3)	6.852	6.889	6.847	6.640	6.883	6.610	6.946	6.809	7.161	6.825	6.760	6.838	–	6.838	
Densidad GNL (Kg/m^3)	449	458	456	432	454	429	459	450	479	447	442	452	–	450	

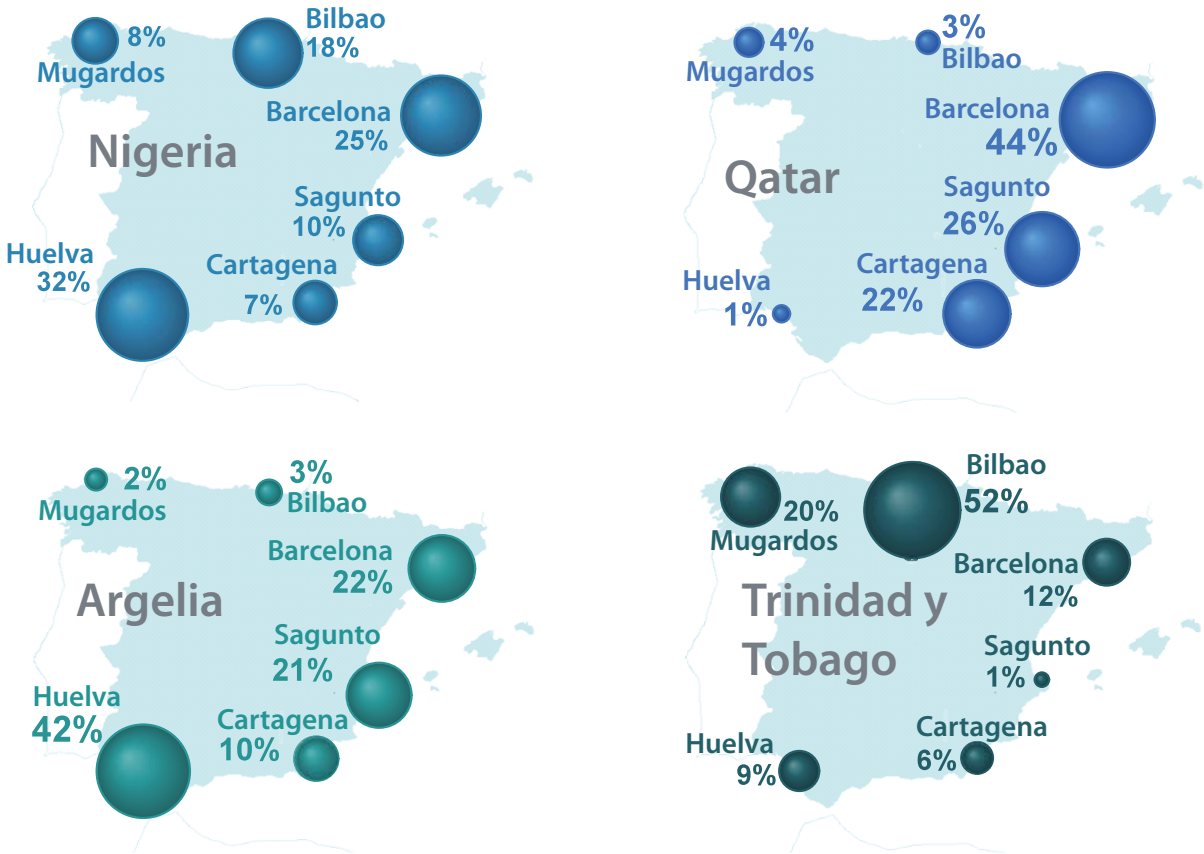
Origen de los suministros



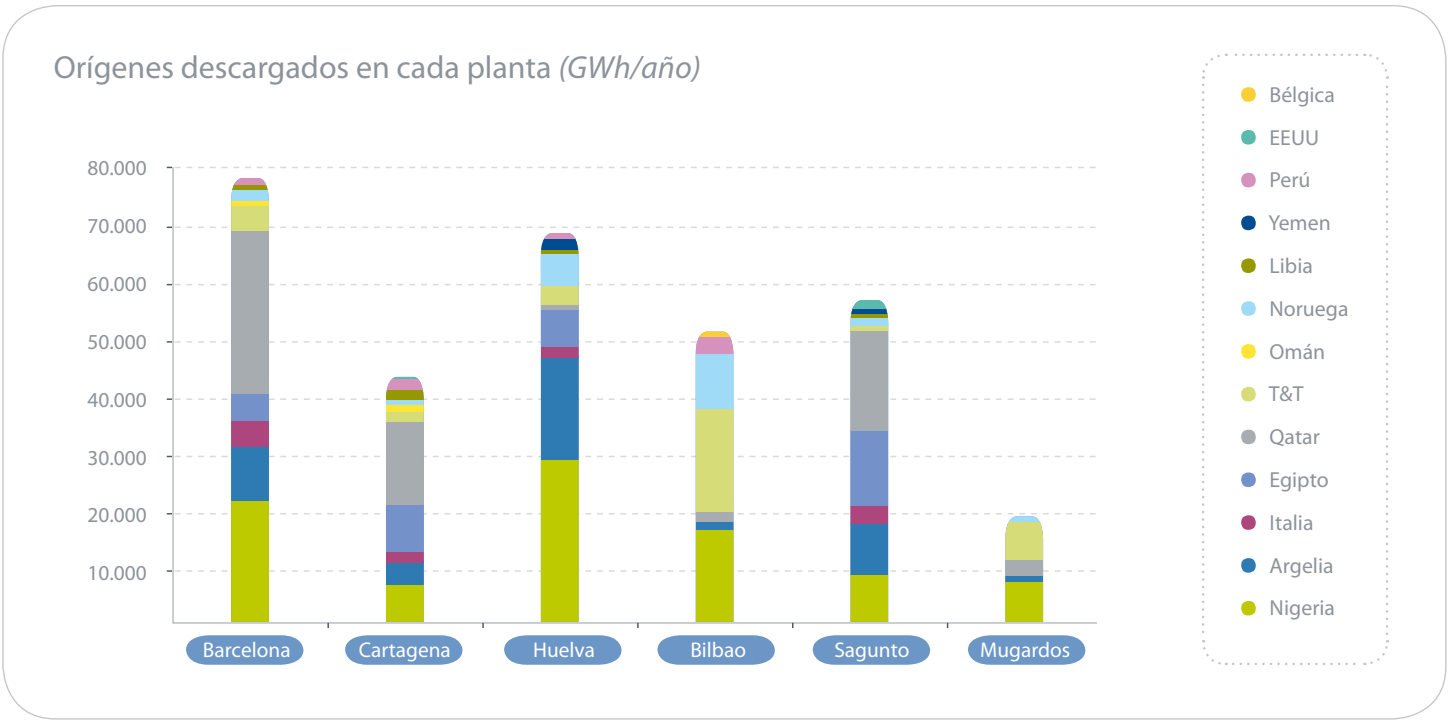
A continuación, se muestran las plantas de regasificación de destino de GNL desde los principales orígenes:

Continuando con la tendencia de años anteriores, el gas procedente de Nigeria ha sido descargado en todas las plantas españolas, mientras que los cargamentos procedentes de Argelia, Egipto y Qatar se han concentrado en las plantas del Mediterráneo. La terminal preferente de destino del gas de Trinidad y Tobago ha sido la planta de Bilbao.

Origen de los suministros



El siguiente gráfico compara los orígenes descargados en cada planta a lo largo del año:



El detalle de los buques descargados en cada planta se muestra en la tabla de la página siguiente:

Buques descargados en las plantas del Sistema en 2010

Buque metanero	Capacidad Media* (GWh)	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa	Sagunto	TOTAL
ABUJA	825	3			3	1		7
ADAMAWA	931	1	1		1			3
AL AAMRIYA	1.376						1	1
AL AREESH	877					1		1
AL DAFNA	1.667						1	1
AL GATTARA	1.008						1	1
AL GHARRAFA	929			1				1
AL HAMLA	322			1				1
AL KARAANA	1.380			1				1
AL REKAYYAT	1.246			2			1	3
AL SADD	989						1	1
AL SAHLA	1.415						1	1
ANNABELLA	224	4		7	3		3	17
AQWA IBOM	929	2			1			3
ARCTIC LADY	953	1	3		2		1	7
ARIES	787	7		3			1	11
ARTIC DISCOVERER	933		2		1			3
ARTIC PRINCESS	962		2		1		1	4
ARTIC VOYAGER	925	1	2					3
BARCELONA KNUTSEN	1.075		1					1
BEN BADIS	902		1					1
BENUE	876		2		2	1	1	6
BERGE ARZEW	919	2	1		4		2	9
BILBAO KNUTSEN	758		1		2			3
BONNY	856			1	1			2

Buque metanero	Capacidad Media* (GWh)	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa	Sagunto	TOTAL
BORNO	984	1	1	1			1	4
BRITISH INNOVATOR	856		1					1
BRITISH TRADER	857						1	1
CADIZ KNUTSEN	877	2	2	3	1		6	14
CASTILLO DE SANTISTEBAN	1.068	1						1
CASTILLO DE VILLALBA	891	6		1				7
CATALUNYA SPIRIT	866	1	2	1		2		6
CHEIKH EL MOKRANI	502	5	1	3	9	2	3	23
CLEAN ENERGY	975		2					2
CROSS RIVER	932	1			3			4
DELTA	823	1			1		1	3
DUKHAN	897	7		4			1	12
EDO	823	2					1	3
ELBA	247	4		4	1		6	15
ENUGU	946		2					2
EXCELERATE	778		2					2
EXCELL	885		2					2
EXPLORER	973	1						1
FINIMA	864				3			3
FRAIHA	960						1	1
GALEA	915				4		2	6
GALICIA SPIRIT	832	1		1	3	1	7	13
GASELYS	975			1	2			3
GDF SUEZ CAPE ANN	943	1						1
GEMMATA	899	1				1		2

> continúa en la página siguiente.

Buque metanero	Capacidad Media* (GWh)	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa	Sagunto	TOTAL
GOLAR ARCTIC	915	1						1
GOLAR GRAND	908		1					1
GRACE ACACIA	908		1					1
GRACE COSMOS	947			1				1
HISPANIA SPIRIT	873		6		1	1		8
IBERIA KNUTSEN	869	3	1			2		6
IBRA	965			1				1
ISABELLA	208	17		2	21		5	45
KARI ELIN	866				1			1
LAGOS	801	1						1
LALA FATMA N SOUMER	930	2		1				3
LNG BAYELSA	903	1	1		2			4
LNG EBISU	953				2			2
LNG IMO	971		2	1				3
LNG KANO	969		1			1		2
LNG LOKOJA	968		1		1	1	2	5
LNG OGUN	972			1			1	2
LNG ONDO	971	2	1	1	3			7
MADRID SPIRIT	859	1	7			4		12
MAERSK MARIB	1.068				1			1
MAERSK RAS LAFFAN	877	7					3	10
MARAN GAS ASCLEPIUS	947						1	1
MARAN GAS CORONIS	951			1				1
MURWAB	944						1	1
NEVA RIVER	915						1	1

Buque metanero	Capacidad Media* (GWh)	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Reganosa	Sagunto	TOTAL
NORMAN LADY	562	6		4				10
OYO	947	1			1			2
PALMARIA	251	4			1		2	7
PORT HARTCOURT	781	1		1		2		4
PORTOVENERE	389	7		4	2		5	18
PROVALYS	982			1	2			3
RAMDANE ABANE	637	1			4		3	8
RIVERS	897		1		1	1		3
RIVERS NIGER	929	1						1
RIVERS ORASHI	937	1		1	2		1	5
SALALAH	966	1						1
SCF ARTIC	442	2		1				3
SCF POLAR	421			1			1	2
SERI ANGKASA	923				1		1	2
SERI BALHAF	950						1	1
SESTAO KNUTSEN	859	1						1
SEVILLA KNUTSEN	962		2	2				4
SIMAISMA	937				1			1
SOKOTO	903	1			2	1	1	5
STX FRONTIER	961			1	1			2
SUEZ BOSTON	887			1				1
SUEZ GLOBAL ENERGY	501			2				2
SUEZ PARIS	985				2			2
TEMBEK	1.413						1	1
UMBAB	939						1	1

100 buques metaneros realizan 435 descargas en el Sistema durante el año 2010
** Se utiliza la capacidad media descargada en el año 2010*

En cuanto al saldo de entrada al Sistema en forma de GN, durante el año 2010 el volumen se ha reducido en 5,8 TWh, lo que ha supuesto un descenso del 6,3%. Las entradas a través de Tarifa se han mantenido respecto al año anterior mientras que las importaciones por Larrau han disminuido significativamente. Destaca además el aumento de las exportaciones de gas a Portugal a través de Tuy y Badajoz, en gran parte ligadas al suministro de ciclos combinados situados en el país vecino.

Movimiento de gas en las conexiones de GN

	2009			2010			
Unidad: GWh	entradas	salidas	saldo	entradas	salidas	saldo	% s/año 2009
Tarifa GME	79.561	–	79.561	79.398	–	79.398	-0,0%
Larrau	23.956	-7.703 =	16.253	18.637	-6.471 =	12.166	-25,0%
Poseidón+Marismas	1.715	-1.495 =	220	1.201	-806 =	395	+80,0%
Tuy	–	-3 =	-3	–	-611 =	-611	>100,0%
Badajoz	1.346	-2.986 =	-1.641	1.816	-5.073 =	-3.257	+98,0%
Irún	–	-871 =	-871	–	-421 =	-421	-52,0%
TOTAL	**106.578**	**-13.059 =**	**93.519**	**101.053**	**-13.382 =**	**87.671**	**-6,3%**

Suministro Último Recurso:
subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la Tarifa de Último Recurso

La Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 7 de mayo de 2010, que desarrolla la Orden ITC/863/2009, precisa las características concretas de los diferentes productos a subastar con destino al suministro de último recurso de gas natural, determinando los márgenes de flexibilidad.

Producto gas de base: suministro de una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente y que se materializará en suministros diarios de acuerdo a las flexibilidades de entrega desde el 1 de julio de 2010 y 30 de junio de 2011.

Gas de base: definición de producto y su flexibilidad

- Producto: 4.800 GWh
  400 GWh/mes desde el 1 de julio de 2010 hasta el 30 de junio de 2011 en el porcentaje α que corresponde a cada CUR en base a su previsión de demanda.

- Flexibilidad
  - ± 10% en cantidad diaria
  - ± 5% de desviación acumulada en el periodo (20 GWh)
  - Si se incumplen los límites de flexibilidad, la cantidad diaria en GWh será *(400/n.º días mes)* $\cdot \alpha$

- Cada vendedor de último recurso (VUR) suministrará a cada CUR la parte de la cantidad diaria proporcional a la cantidad de producto de gas Base de la que hubiera sido adjudicatario en la subasta.

Producto gas de invierno: cantidad preestablecida de gas a entregar en los meses de noviembre y diciembre de 2010, y enero, febrero y marzo de 2011, con flexibilidad de entrega.

Gas de invierno: definición de producto y su flexibilidad

- Producto: 3.700 GWh

Nov-10	Dic-10	Ene-11	Feb-11	Mar-11
300 GWh	1.000 GWh	1.000 GWh	1.000 GWh	400 GWh

Se entregarán estas cantidades en el porcentaje α que corresponda a cada CUR en base a su previsión de demanda

- Flexibilidad
  - ± 10% en cantidad diaria
  - ± 5% de desviación acumulada en el periodo (20 GWh)
  - Si se incumplen los límites de flexibilidad, la cantidad diaria será *(GWh/mes ·α) / (n.º días mes)*

- Cada vendedor suministrará a cada uno de los compradores la parte de la cantidad diaria proporcional a la cantidad de producto de gas de invierno de la que hubiera sido adjudicatario en la subasta.

La Resolución de la DGPEyM de 2 de junio de 2010 establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la Tarifa de Último Recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 31 de diciembre de 2010:

- Porcentajes del producto α que corresponde a cada CUR:

		Gas de base *(GWh) (1)*	**Gas de invierno** *(GWh)* **(2)**				
			noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo
Endesa Energía XXI, S.A.U	1,39%	5,55	4,16	13,87	13,87	13,87	5,55
Gas Natural S.U.R SDG, S.A.	83,85%	335,41	251,56	838,53	838,53	838,53	335,41
HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.	4,63%	18,52	13,89	46,31	46,31	46,31	18,52
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.	0,15%	0,61	0,45	1,51	1,51	1,51	0,61
Madrileña Suministro de Gas Sur 2010, S.L.	9,98%	39,91	29,93	99,77	99,77	99,77	39,91
TOTAL	**100,00%**	**400,00**	**300,00**	**1.000,00**	**1.000,00**	**1.000,00**	**400,00**

(1) Cantidad nominal mensual de cada comercializador "i" que resulta del producto de "M" por αi.
(2) Cantidad nominales mensuales de cada comercializador "i", que resulta del producto de "Mj" por αi.

- Precio a ofertar por los participantes de la subasta en €/MWh.
- El precio resultante de la subasta se revisará de acuerdo con:
  - Gas de base, trimestralmente y en función de las cotizaciones del crudo Brent ($/barril), el tipo de cambio $/€ y la revisión de peajes.
  - Gas de invierno como consecuencia de la revisión de los peajes de transporte y distribución, regasificación, descarga de buques y canon de GNL.
- Repercusión de las modificaciones de los peajes.
- Celebración de la subasta: 16 de junio de 2010.
- Contrato marco y reglas de la subasta.
- Comunicación de las cantidades diarias a suministrar:
  - Los CUR comunicarán las cantidades diarias en KWh a los vendedores de forma proporcional a la cantidad de cada producto que hubiera sido adjudicado a cada vendedor en la subasta.
  - Estas cantidades deberán cumplir los límites de flexibilidad indicados en la resolución de 4 de mayo y deberán comunicarse con una antelación de 24 horas respecto al plazo máximo para realizar las nominaciones.

  - Antes de las 12 horas del día de referencia, compradores y vendedores procederán a formalizar la correspondiente operación de traspaso de gas en el AOC utilizando la herramienta informática del GTS (SL-ATR). En caso de no coincidencia entre las cantidades introducidas en el sistema, el GTS procederá a dar validez a la transacción antes de las 14 horas del día de referencia, considerando la cantidad introducida por el comprador.

- Información sobre el sistema de acceso de terceros español, disponible en la página web de Enagás GTS, donde se añade aquella información que para el desarrollo de esta resolución fuera necesaria.

Además, en la Resolución de 2 de junio de 2010, se designan los comercializadores de último recurso de gas natural:

- Endesa Energía XXI, S.A.U.
- Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.
- HC Naturgás Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.
- Madrileña Suministro de Gas SUR 2010, S.L.

En la Resolución de 14 de junio de 2010, de la DGPEyM, se establecen determinados parámetros de la subasta, entre otros, los precios de salida y la información acerca del exceso de oferta global.

El 16 de junio, se realiza la segunda subasta para la adquisición del gas natural que se utilizará como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR), llevada a cabo por OMEL, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 31 de diciembre de 2010, para el gas base, y hasta el 31 de marzo de 2011 para el gas invierno.

En la Resolución de 1 de octubre de 2010, de la DGPEyM, se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del suministro de gas de base destinado a la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 30 de junio de 2011, y en la Resolución de 19 de octubre de 2010, de la DGPEyM, se aprueban determinados parámetros de la subasta.

El 26 de octubre se realiza la tercera subasta para la adquisición del gas natural que se utilizará como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso (TUR), llevada a cabo por OMEL, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 30 de junio de 2011 para el gas base.

OMEL DIVERSIFICACION, SAU comunica las cantidades de derechos asignados y el precio resultado de la segunda y tercera subasta, una vez la CNE confirma que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y los resultados han sido validados.

Subastas TUR

	1ª Subasta jul-09/jun-10		2ª Subasta jul-10/jun-11*		3ª Subasta ene-11/jun-11
	Gas de base	Gas de invierno	Gas de base	Gas de invierno	Gas de base
Fecha de la subasta	16-jun-09		16-jun-10		26-oct-10
Cantidad subastada	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
Precio de cierre	16,18 €/MWh	19,77 €/MWh	21,67 €/MWh	24,44 €/MWh	21,30 €/MWh
Número de rondas totales	13	13	15	15	11
Cantidad adjudicada	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
	300 GWh/mes (12meses)	nov-09 a mar-10	400 GWh/mes (6 meses)*	nov-10 a mar-11	400 GWh/mes (6 meses)**
	3.600 GWh/año	2.750 GWh/invierno	2.400 GWh/año	3.700 GWh/invierno	2.400 GWh/año
	TOTAL: 6.350 GWh		**TOTAL: 6.100 GWh**		**TOTAL: 2.400 GWh**

* Gas de base para el periodo comprendido entre el 1-jul-10 y el 31-dic-10

** Gas de base: 1-ene-11 al 30-jun-11

enagas
enagas

04

Plantas de regasificación

Plantas de **regasificación**

En 2010, España ha seguido a la cabeza de la Unión Europea tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización –con el 40% y el 32% del total respectivamente–, como en número de plantas, seis. Además está en construcción la planta de regasificación de El Musel, en Asturias, que reforzará la estructura de aprovisionamiento de la Península. Con una capacidad de almacenamiento de 300.000 m^3 de GNL repartida en dos tanques de 150.000 m^3, esta nueva instalación está previsto que entre en operación a finales de 2012.

Las ampliaciones más significativas en el área de regasificación en 2010 se han desarrollado en las plantas de Barcelona, Cartagena y Huelva, con las incorporaciones al Sistema en el último trimestre del año de tres nuevos tanques de almacenamiento de GNL de 150.000 m^3 de capacidad:

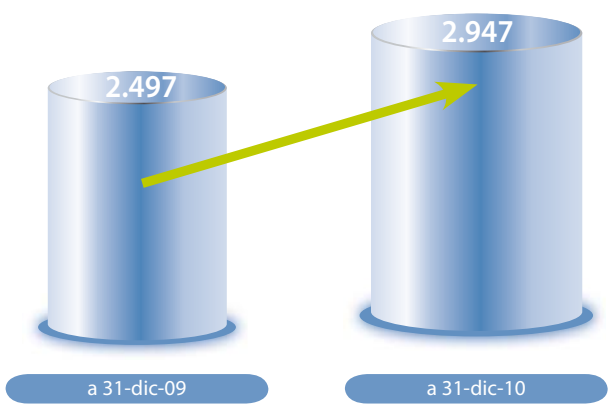
- Barcelona: 7º tanque incorporado en octubre de 2010
- Cartagena: 5º tanque incorporado en noviembre de 2010
- Huelva: 5º tanque incorporado en diciembre de 2010

Capacidad de almacenamiento de GNL

TANQUES

Unidad: m³ GNL	a 31-dic-09	a 31-dic-10	fecha incorporación	Δ m³ GNL	Δ %
Barcelona	540.000	690.000	oct-10	+150.000	+28%
Cartagena	437.000	587.000	nov-10	+150.000	+34%
Huelva	469.500	619.500	dic-10	+150.000	+32%
Bilbao	300.000	300.000	–	–	–
Sagunto	450.000	450.000	–	–	–
Mugardos	300.000	300.000	–	–	–
TOTAL Tk's	**2.496.500**	**2.946.500**	**–**	**+450.000**	**+18%**

(miles m³ GNL)

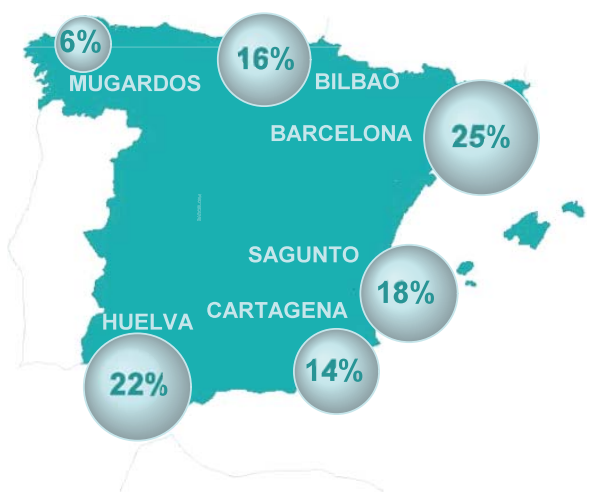


+1Tk Barcelona
+1Tk Cartagena
+1Tk Huelva

El pasado 7 de diciembre, la planta de Barcelona, por Resolución de 14/11/2010 (BOE n.º 280 de 19/11/2010), recibió la autorización administrativa y aprobación de proyecto para la modificación de las instalaciones de atraque de metaneros, a fin de permitir el atraque de buques de 250.000 m^3 de capacidad. De esta forma, el atraque para buques metaneros de hasta 140.000 m^3 de capacidad, de finales de 2003, se ha ampliado a 250.000 m^3, pudiendo recepcionar metaneros de tipo Q-max y Q-flex. A este atraque se suma el de 80.000 m^3 con el que esta terminal de GNL inició su actividad.

A mediados de diciembre se inhabilitaron los cargaderos de cisternas de la planta de Bilbao, que permanecerán fuera de servicio hasta 2013, debido a las obras de construcción del tercer tanque de GNL.

Total GNL descargado



El 76% de los aprovisionamientos de gas natural a lo largo de 2010 han sido en forma de GNL, frente al 74% del ejercicio anterior. El GNL descargado se ha incrementado un 2,4% respecto al año anterior y, sin embargo, se han recepcionado 35 buques menos, debido al aumento del tamaño medio de las descargas en las plantas del Sistema, siendo éste más significativo en las plantas de Huelva y Barcelona.

La producción global de las plantas del Sistema ha aumentado un 1,5% con respecto al año 2009, destacando el incremento de producción de la planta de Huelva y el descenso de la planta de Sagunto. También ha crecido la regasificación de Barcelona y Mugardos.

Regasificación a red de transporte y carga de cisternas

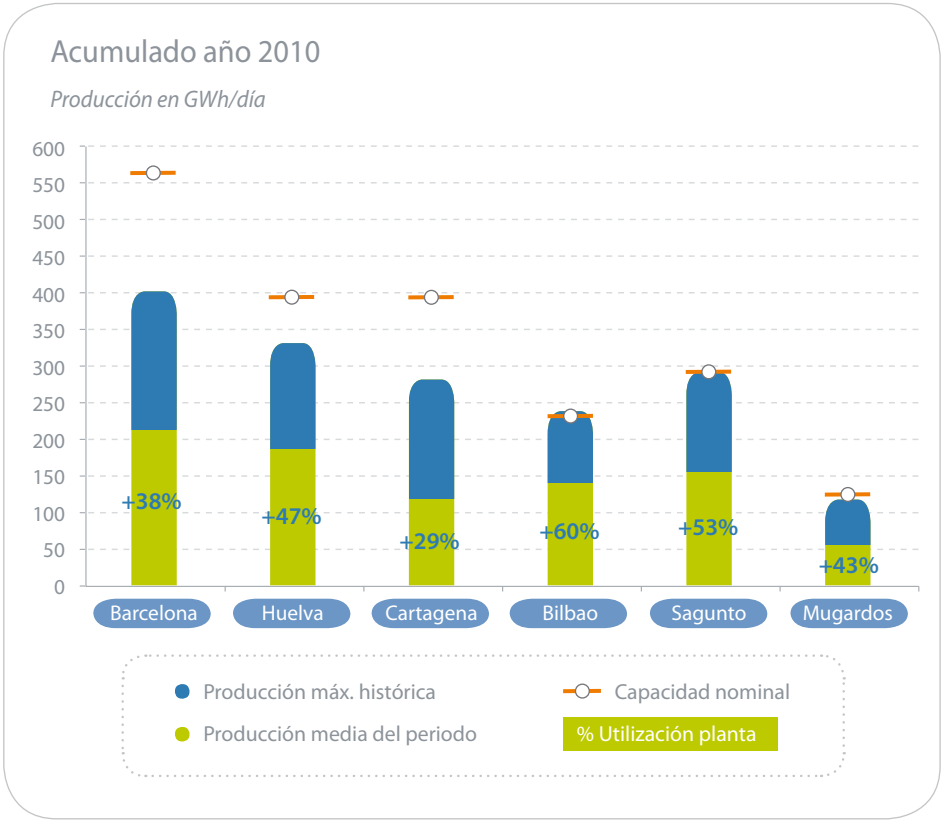
Unidad: GWh	2009	2010	Acumulado % s/año 2009
Barcelona	72.391	77.423	+7%
Huelva	59.997	67.620	+13%
Cartagena	44.435	41.964	-6%
Bilbao	49.285	49.933	+1%
Sagunto	65.300	56.095	-14%
Mugardos	16.207	19.330	+19%
TOTAL	**307.616**	**312.365**	**+1,5%**

A continuación, se muestra la producción máxima de las plantas y su ratio de utilización, definido como el cociente entre la producción real –incluyendo la carga de cisternas de GNL para las plantas satélites– sobre la producción nominal, así como la producción media anual.

El factor de utilización medio del conjunto de las plantas del Sistema Gasista español ha sido del 43% respecto a la capacidad nominal y del 67% respecto a la contratación.

El ascenso de la demanda convencional, debido fundamentalmente al mayor consumo industrial y al efecto de las temperaturas en el consumo doméstico, ha motivado que, en ocasiones, las instalaciones de regasificación hayan alcanzado niveles de producción máximos. El 30 de noviembre, la planta de regasificación de Barcelona registró el récord histórico de producción de 400 GWh. Esta cifra es un 7% superior a la del anterior máximo, alcanzado el 27 de enero de 2005. Por otro lado, el 2 de septiembre se superó en la planta de Huelva el récord de carga de cisternas con un total de 71, máximo superado por la planta de Cartagena el día 22 de diciembre con 72 cargas en un solo día.

El nivel medio de llenado de los tanques de GNL en las seis plantas de regasificación del Sistema ha sido del 47%, inferior en 7 puntos porcentuales al del año anterior, 2009.



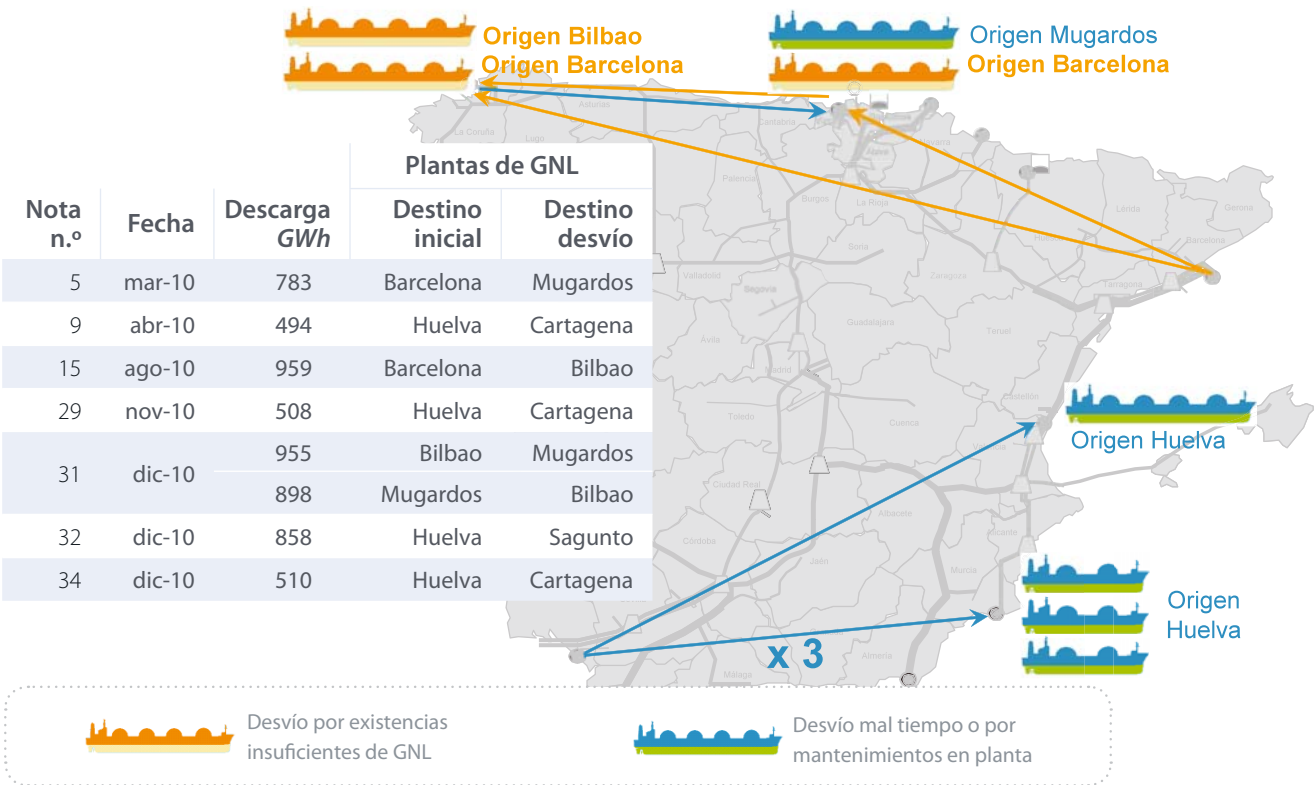
Plantas	existencias Tk's %	media		n.º días con existencias < 50%
Barcelona	47%	47%		216 días
Huelva	51%			178 días
Cartagena	45%			245 días
Sagunto	42%			266 días
Bilbao	55%			142 días
Mugardos	43%			238 días

Para alentar al aumento del gas almacenado en tanques en 2010, la normativa aprobada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta del grupo de trabajo de las NGTS, ha promovido la utilización efectiva de las capacidades de almacenamiento instaladas mediante una de las Reglas Invernales, que modifica el límite de 8 días para incurrir en desbalances por exceso de GNL, –establecido en las NGTS a raíz de la Orden ITC/3802/2008–, hasta situarlo en 10 días, lo que ha facilitado tanto la gestión de las existencias por parte de las comercializadoras como la propia seguridad del Sistema Gasista.

En 2010 se han declarado siete Situaciones de Operación Excepcional que han afectado a la logística de las plantas de regasificación, con el consiguiente traslado de ocho cargamentos:

Situaciones de Operación Excepcional en 2010

Nota n.º	Fecha	Descarga *GWh*	Plantas de GNL	
			Destino inicial	Destino desvío
5	mar-10	783	Barcelona	Mugardos
9	abr-10	494	Huelva	Cartagena
15	ago-10	959	Barcelona	Bilbao
29	nov-10	508	Huelva	Cartagena
31	dic-10	955	Bilbao	Mugardos
		898	Mugardos	Bilbao
32	dic-10	858	Huelva	Sagunto
34	dic-10	510	Huelva	Cartagena



No obstante, la nota de operación n.º 3 del 9 de febrero de 2010, que declaraba "Situación de Operación Excepcional-Nivel Cero. Ola de Frío" indicaba una activación del Acuerdo de Asistencia Mutua con REN, que no fue necesario realizar finalmente:

Los fenómenos meteorológicos adversos dieron lugar a que el día 15 de febrero no se pudiese realizar la maniobra de entrada en la ría de Ferrol del buque metanero destinado a la Planta de REGANOSA, ocasionando que las existencias de GNL en los tanques de esta planta se situaran en los niveles mínimos estipulados en la Regla 2ª del Plan de Actuación Invernal.

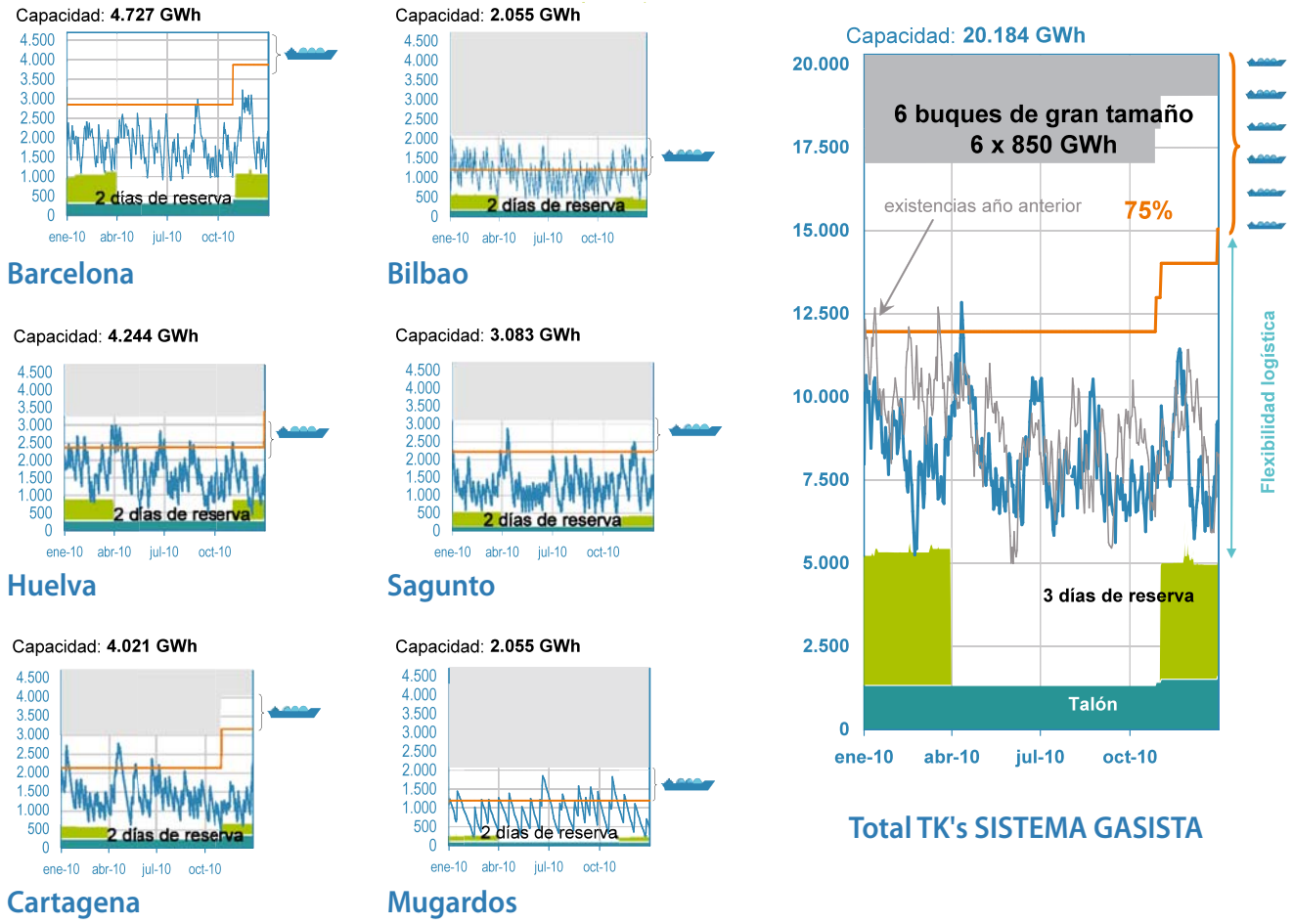
Ante la eventualidad de que persistieran las condiciones atmosféricas adversas durante el día 16 de febrero y fuera preciso llegar a parar la producción de la planta para mantener las existencias mínimas de seguridad, se preparó la posible activación de las medidas previstas para este caso en el Acuerdo de Asistencia Mutua Enagás-REN. El buque finalmente pudo realizar su maniobra de entrada y atraque, y proceder al comienzo de su descarga en la tarde noche del día 16, por lo que las medidas de Asistencia Mutua se desactivaron sin llegar a implementarse.

La Nota de Operación n.º 35 de 23 de diciembre de 2010 declaraba Situación de Operación Excepcional-Nivel cero por la necesidad de limitación del Régimen de producción en la Planta de Reganosa.

Debido a los retrasos acumulados en la fecha de llegada y descarga de un buque metanero, de 72.000 m^3, a la planta de REGANOSA, las existencias de algunos usuarios en esta planta eran inferiores a tres días de su capacidad de regasificación contratada, siendo las existencias del conjunto de los usuarios inferiores a dos días del total de la capacidad contratada.

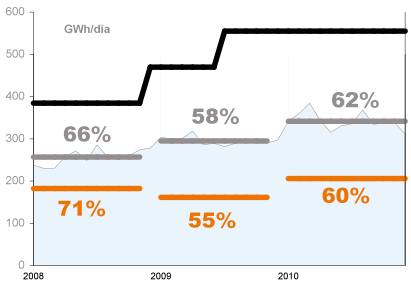
La posibilidad de esta situación, incurre en los casos previstos en la Regla 1ª-3 del Plan de Actuación Invernal para la operación del Sistema Gasista y ante la imposibilidad de solucionar los efectos de estos retrasos con el desvío de otro buque, se establecía un régimen de producción restringido en la planta de REGANOSA, con el fin de mantener unas existencias mínimas operativas que garantizasen la seguridad del sistema en la zona noroeste.

Gestión de existencias en tanques de GNL

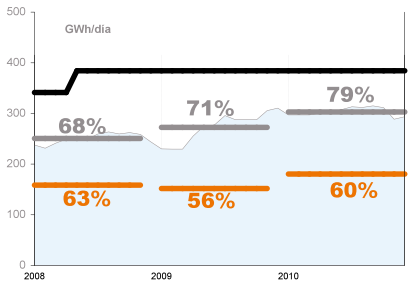


Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

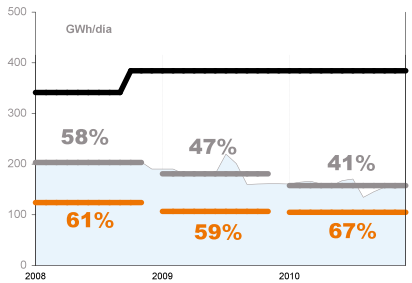
Planta BARCELONA



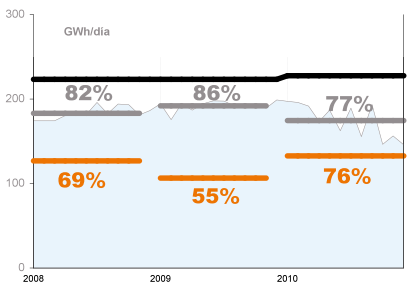
Planta HUELVA



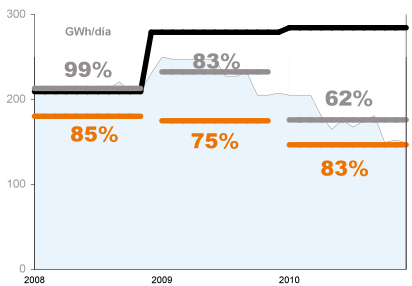
Planta CARTAGENA



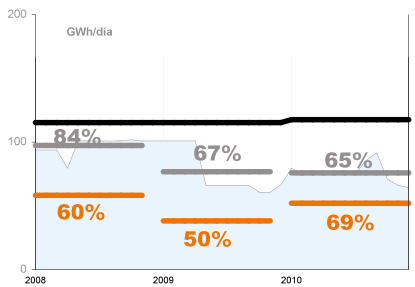
Planta BILBAO

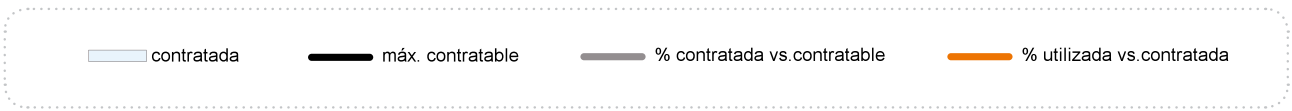


Planta SAGUNTO



Planta MUGARDOS





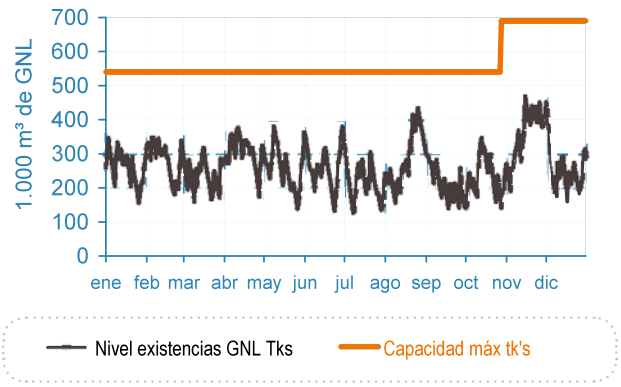
Registro de producciones en plantas (últimos años)

			1998	1999	2000	2001	2002
BARCELONA	A	Producción anual *GWh/año*	48.909	58.203	59.531	60.857	69.872
	B	Producción máxima *GWh/día*	240,2	274,2	257,7	333,0	326,2
		Fecha del máximo	27-ene-98	04-mar-99	24-nov-00	19-dic-01	10-ene-02
	C= A/365	Producción media diaria *GWh/día*	134,0	159,5	162,7	166,7	191,4
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,79	1,72	1,58	2,00	1,70
HUELVA	A	Producción anual *GWh/año*	2.338	6.636	24.359	31.253	33.374
	B	Producción máxima *GWh/día*	39,9	86,8	130,4	138,6	129,7
		Fecha del máximo	31-ago-98	18-dic-99	20-dic-00	29-mar-01	20-feb-02
	C= A/365	Producción media diaria *GWh/día*	6,4	18,2	66,6	85,6	91,4
	B/C	Factor de carga: máxima/media	6,23	4,77	1,96	1,62	1,42
CARTAGENA	A	Producción anual *GWh/año*	16.275	16.848	19.778	24.874	43.100
	B	Producción máxima *GWh/día*	86,1	87,6	91,9	90,7	129,7
		Fecha del máximo	12-mar-98	11-may-99	28-nov-00	30-nov-01	18-oct-02
	C= A/365	Producción media diaria *GWh/día*	44,6	46,2	54,0	68,1	118,1
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,93	1,90	1,70	1,33	1,10
BILBAO	A	Producción anual *GWh/año*					
	B	Producción máxima *GWh/día*					
		Fecha del máximo					
	C= A/365	Producción media diaria *GWh/día*					
	B/C	Factor de carga: máxima/media					
SAGUNTO	A	Producción anual *GWh/año*					
	B	Producción máxima *GWh/día*					
		Fecha del máximo					
	C= A/365	Producción media diaria *GWh/día*					
	B/C	Factor de carga: máxima/media					
REGANOSA	A	Producción anual *GWh/año*					
	B	Producción máxima *GWh/día*					
		Fecha del máximo					
	C= A/365	Producción media diaria *GWh/día*					
	B/C	Factor de carga: máxima/media					

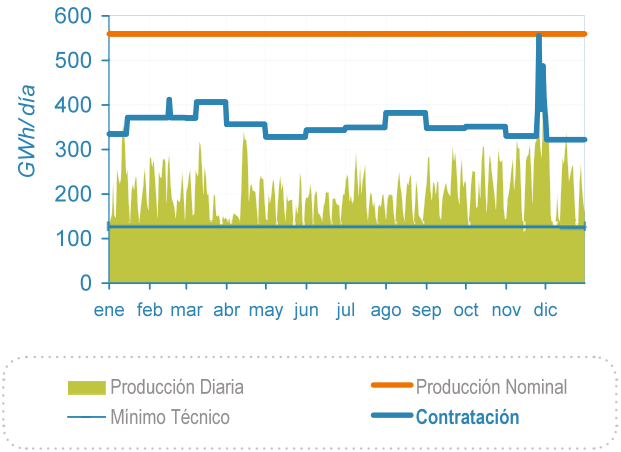
2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
71.247	79.315	89.118	72.541	70.013	77.601	72.391	77.423
336,0	321,0	369,7	349,9	369,2	363,4	354,1	400,4
19-feb-03	23-nov-04	27-ene-05	12-ene-06	18-dic-07	27-nov-08	10-dic-09	30-nov-10
195,2	216,7	244,2	198,7	191,8	212,0	198,3	212,1
1,72	1,48	1,51	1,76	1,92	1,71	1,79	1,89
37.515	29.833	51.810	62.344	58.468	61.101	59.997	67.620
144,8	194,2	308,4	330,5	323,2	277,3	297,9	301,3
30-jun-03	22-dic-04	28-ene-05	21-dic-06	21-mar-07	27-nov-08	21-dic-09	06-jul-10
102,8	81,5	141,9	170,8	160,2	166,9	164,4	185,3
1,41	2,38	2,17	1,93	2,02	1,66	1,81	1,63
59.276	61.649	69.227	50.602	38.122	47.323	44.435	41.964
222,9	211,4	273,6	280,3	227,4	241,9	228,8	232,3
18-feb-03	02-mar-04	29-nov-05	31-ene-06	18-dic-07	28-nov-08	09-ene-09	30-nov-10
162,4	168,4	189,7	138,6	104,4	129,3	121,7	115,0
1,37	1,26	1,44	2,02	2,18	1,87	1,88	2,02
7.308	30.166	38.441	50.132	45.532	56.278	49.285	49.933
88,0	189,0	222,4	206,1	215,7	231,1	237,6	237,9
11-sep-03	11-nov-04	21-dic-05	13-sep-06	18-dic-07	02-oct-08	16-dic-09	06-ene-10
50,7	82,4	105,3	137,3	124,7	153,8	135,0	136,8
1,73	2,29	2,11	1,50	1,73	1,50	1,76	1,74
			41.884	45.532	66.586	65.300	56.095
			218,3	215,7	237,7	292,2	273,0
			24-mar-06	20-nov-07	10-dic-08	16-abr-09	17-mar-10
			134,2	189,2	181,9	178,9	153,7
			1,63	1,14	1,31	1,63	1,78
				8.909	21.749	16.207	19.330
				63,6	118,1	100,8	109,0
				18-jul-07	11-sep-08	15-dic-09	27-sep-10
				28,6	59,4	44,4	53,0
				2,23	1,99	2,27	2,06

Planta de Barcelona *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



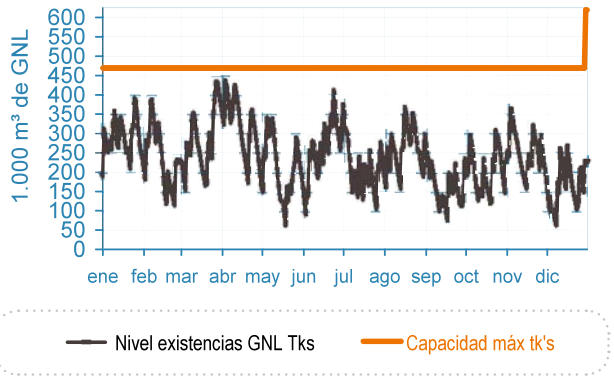
PRODUCCIONES diarias Planta



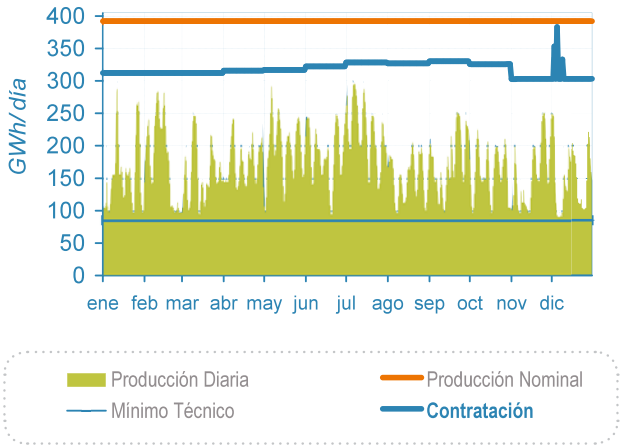
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación GWh/día		**342**	
	Cisternas GWh/día		**13**	
	Utilización media contratación		**60%**	
Descarga Buques GNL		GWh	**77.484**	
		n.º buques	118	
			inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	**540.000**	**690.000**
		GWh	**3.699**	**4.727**
		Talón (9%) m³ GNL (T)	**48.600**	**62.100**
	Existencias medias TK's	**m³ GNL**	265.896	
		(Ex) GWh	**1.821**	
PRODUCCIÓN Barcelona	**Mínimo técnico GWh**		**128**	**128**
	Nominal	Total (A) GWh/día	559	559
		Vaporización 1.000 Nm³/h	1.950	1.950
		Cisternas MNm³/día	**1,3**	**1,3**
	Diaria	RECORD GWh/día	**400** 30/11/2010	
		máxima GWh/día	**400**	
		media (B) GWh/día	**211**	
		mínima GWh/día	**113**	
	PRODUCCIÓN periodo GWh		**77.423**	
Días de autonomía (Ex-T)/B			**7,0 días**	
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)			38%	

Planta de Huelva *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



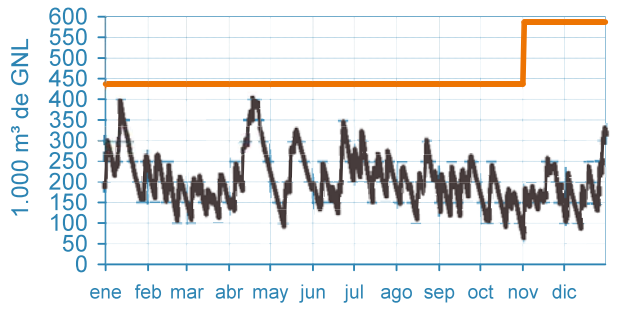
PRODUCCIONES diarias Planta



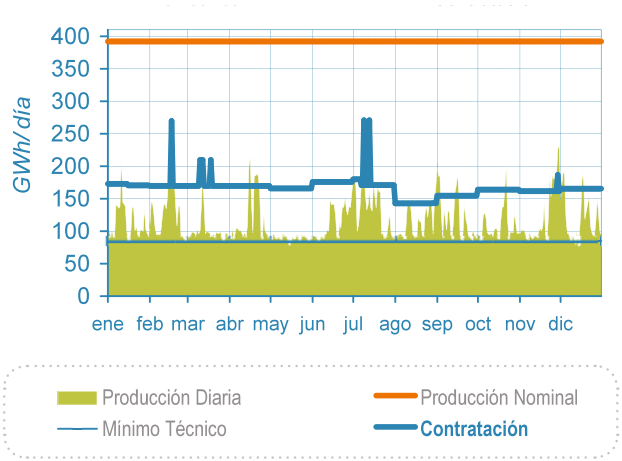
Información CONTRATACIÓN valor medio		Regasificación GWh/día		**303**	
		Cisternas GWh/día		**15**	
		Utilización media contratación		**58%**	
Descarga Buques GNL			GWh	**67.828**	
			n.º buques	100	
				inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima		m³ GNL	**469.500**	**619.500**
			GWh	**3.216**	**4.244**
		Talón (9%) m³ GNL (T)		**42.255**	**55.755**
		Existencias medias TK's	**m³ GNL**	238.577	
		(Ex)	GWh	**1.634**	
PRODUCCIÓN Huelva		**Mínimo técnico GWh**		**85**	**85**
	Nominal	Total (A)	GWh/día	392	392
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.350	1.350
		Cisternas	MNm³/día	**1,3**	**1,3**
	Diaria	RECORD	GWh/día	**330** 21/12/2006	
		máxima	GWh/día	**301**	
		media (B)	GWh/día	**185**	
		mínima	GWh/día	**91**	
		PRODUCCIÓN periodo GWh		**67.620**	
Días de autonomía (Ex-T)/B				**7,2 días**	
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)				47%	

Planta de Cartagena *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



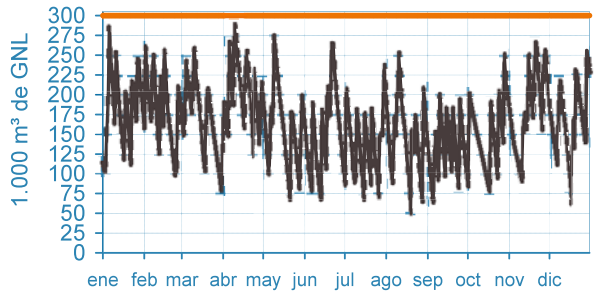
PRODUCCIONES diarias Planta



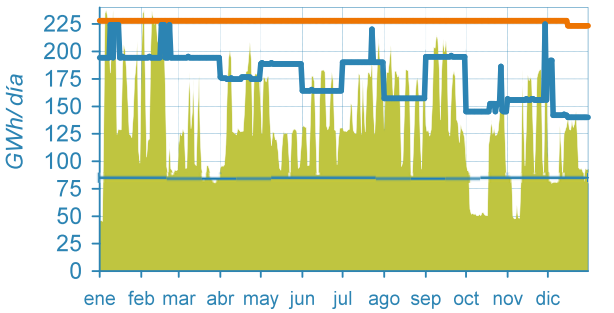
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación GWh/día		**158**	
	Cisternas GWh/día		**9**	
	Utilización media contratación		**69%**	
Descarga Buques GNL		GWh	**42.738**	
		n.º buques	63	
			inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	**437.000**	**587.000**
		GWh	**2.993**	**4.021**
		Talón (9%) m³ GNL (T)	**39.330**	**52.830**
	Existencias medias TK's	**m³ GNL**	204.311	
	(Ex)	GWh	**1.400**	
PRODUCCIÓN Cartagena	**Mínimo técnico GWh**		**85**	**85**
	Nominal	Total (A) GWh/día	392	392
		Vaporización 1.000 Nm³/h	1.350	1.350
		Cisternas MNm³/día	**1,3**	**1,3**
	Diaria	RECORD GWh/día	**280** 31/01/2006	
		máxima GWh/día	**232**	
		media (B) GWh/día	**116**	
		mínima GWh/día	**77**	
	PRODUCCIÓN periodo GWh		**41.964**	
Días de autonomía (Ex-T)/B			**9,7 días**	
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)			29%	

Planta de Bilbao *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



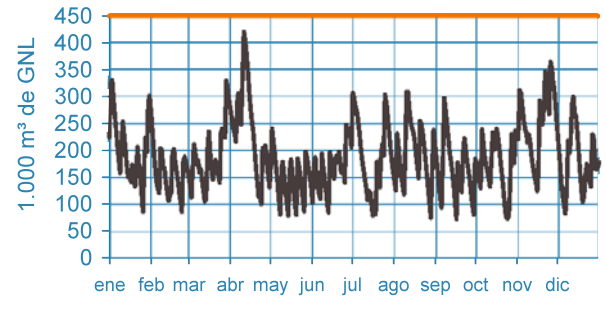
PRODUCCIONES diarias Planta



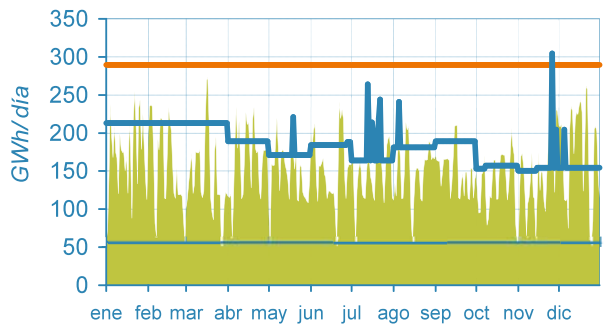
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación GWh/día		174	
	Cisternas GWh/día		2	
	Utilización media contratación		**78%**	
Descarga Buques GNL		GWh	**50.660**	
		n.º buques	56	
			inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL – Capacidad máxima		m³ GNL	**300.000**	**300.000**
		GWh	**2.055**	**2.055**
		Talón (9%) m³ GNL (T)	**27.000**	**27.000**
	Existencias medias TK's	**m³ GNL**	164.397	
	(Ex)	GWh	**1.126**	
PRODUCCIÓN Bilbao	**Mínimo técnico GWh**		**85**	**85**
	Nominal – Total (A)	GWh/día	228	223
	Nominal – Vaporización	1.000 Nm³/h	800	800
	Nominal – Cisternas	MNm³/día	**0,4**	**0,0**
	Diaria – RECORD	GWh/día	**238**	06/01/2010
	Diaria – máxima	GWh/día	**238**	
	Diaria – media (B)	GWh/día	**137**	
	Diaria – mínima	GWh/día	**45**	
	PRODUCCIÓN periodo GWh		**49.933**	
Días de autonomía (Ex-T)/B			**6,8 días**	
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)			60%	

Planta de Sagunto *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



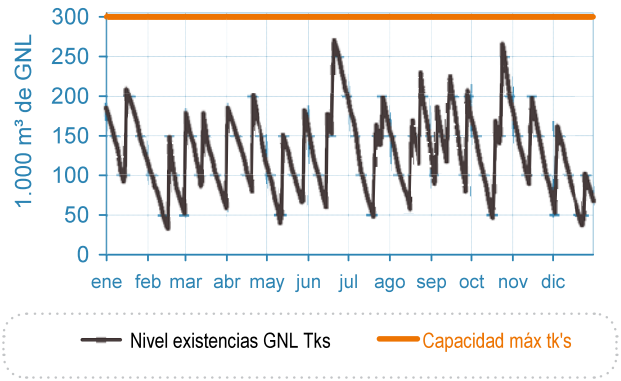
PRODUCCIONES diarias Planta



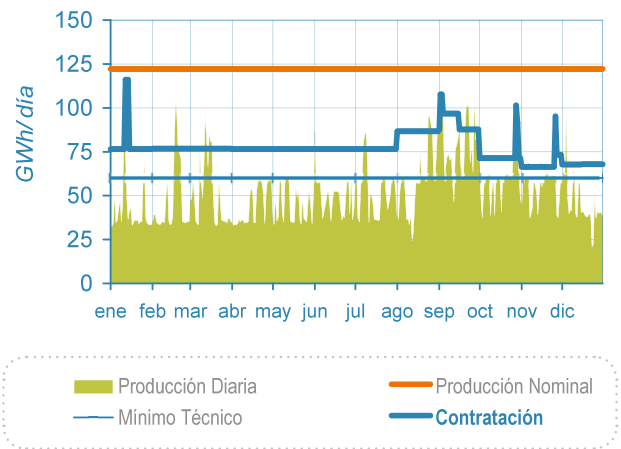
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación GWh/día		**176**	
	Cisternas GWh/día		**8**	
	Utilización media contratación		**84%**	
Descarga Buques GNL		GWh	**55.713**	
		n.º buques	76	
			inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	**450.000**	**450.000**
		GWh	**3.083**	**3.083**
		Talón (4,17%) m³ GNL (T)	**18.765**	**18.765**
	Existencias medias TK's	**m³ GNL**	188.746	
	(Ex)	GWh	**1.293**	
PRODUCCIÓN Sagunto	**Mínimo técnico GWh**		**57**	**57**
	Nominal	Total (A) GWh/día	290	290
		Vaporización 1.000 Nm³/h	1.000	1.000
		Cisternas MNm³/día	**0,9**	**0,9**
	Diaria	RECORD GWh/día	**292** 16/04/2009	
		máxima GWh/día	**273**	
		media (B) GWh/día	**154**	
		mínima GWh/día	**53**	
	PRODUCCIÓN periodo GWh		**56.095**	
Días de autonomía (Ex-T)/B			**7,4 días**	
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)			53%	

Planta de Mugardos *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



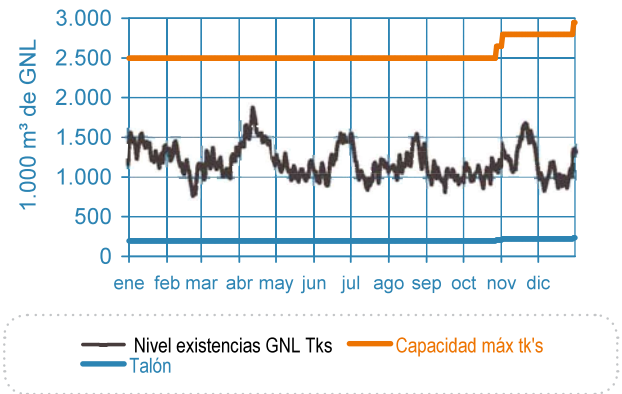
PRODUCCIONES diarias Planta



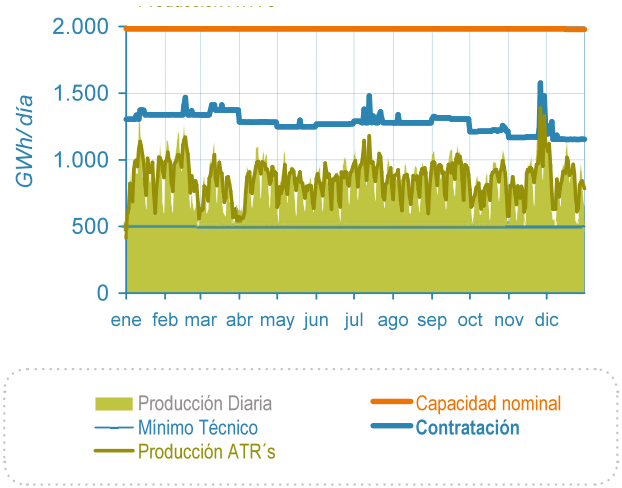
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación GWh/día		76	
	Cisternas GWh/día		1	
	Utilización media contratación		**68%**	
Descarga Buques GNL		GWh	**18.489**	
		n.º buques	22	
			inicio periodo	fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL — Capacidad máxima		m³ GNL	**300.000**	**300.000**
		GWh	**2.055**	**2.055**
		Talón (6%) m³ GNL (T)	**18.000**	**18.000**
	Existencias medias TK's	**m³ GNL**	130.200	
	(Ex)	GWh	**892**	
PRODUCCIÓN Mugardos	**Mínimo técnico GWh**		**60**	**60**
Nominal	Total (A)	GWh/día	122	122
	Vaporización	1.000 Nm³/h	413	413
	Cisternas	MNm³/día	**0,6**	**0,6**
Diaria	RECORD	GWh/día	**118** 11/09/2008	
	máxima	GWh/día	**109**	
	media (B)	GWh/día	**53**	
	mínima	GWh/día	**21**	
	PRODUCCIÓN periodo GWh		**19.330**	
Días de autonomía (Ex-T)/B			**14,3 días**	
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)			43%	

Plantas de regasificación del Sistema *(Periodo: del 1-ene-2010 al 31-dic-2010)*

Niveles diarios EXISTENCIAS en tanques de GNL



PRODUCCIONES diarias Planta



Información CONTRATACIÓN valor medio		Regasificación GWh/día		**1.228**
		Cisternas GWh/día		**49**
		Utilización media contratación		**67%**
Descarga Buques GNL			GWh	**312.911**
			n.º buques	435
				inicio periodo / fin periodo
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima		m³ GNL	**2.496.500** / **2.946.500**
			GWh	**17.101** / **20.184**
			Talón m³ GNL (T)	**193.950** / **234.450**
		Existencias medias TK's	**m³ GNL**	1.192.127
		(Ex)	GWh	**8.166**
PRODUCCIÓN		**Mínimo técnico GWh**		**500**
	Nominal	Total (A)	GWh/día	1.983 / 1.978
		Vaporización	1.000 Nm³/h	6.863 / 6.863
		Cisternas	MNm³/día	**5,8** / **5,4**
	Diaria	máxima	GWh/día	**1.389**
		media (B)	GWh/día	**856**
		mínima	GWh/día	**456**
		PRODUCCIÓN periodo GWh		**312.365**
Días de autonomía (Ex-T)/B				**7,9 días**
RATIO UTILIZACIÓN planta Producción media/producción nominal (B/A)				43%

EXTINTOR

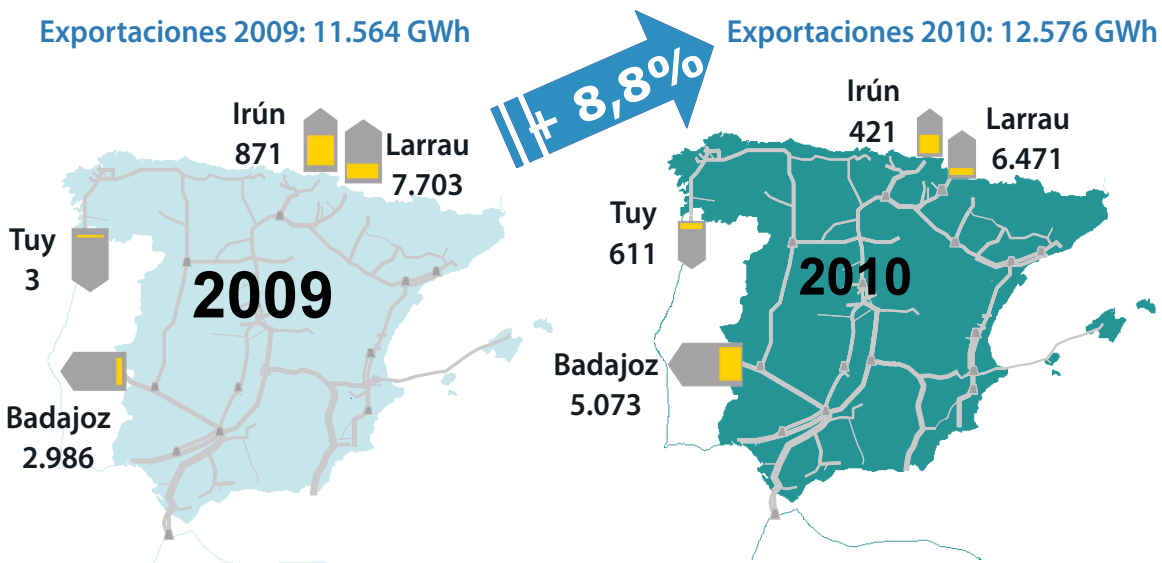
05

Conexiones internacionales

Conexiones internacionales

En 2010 han aumentado significativamente las exportaciones de gas a Portugal a través de Tuy y Badajoz, estando gran parte de las exportaciones contratadas por estas conexiones destinadas al suministro de CTCC's en Portugal.

(GWh)

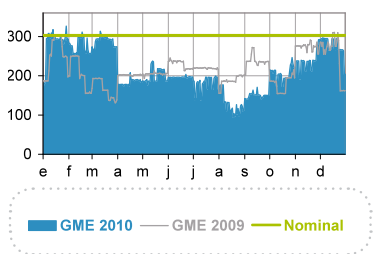


Movimiento de gas en las conexiones

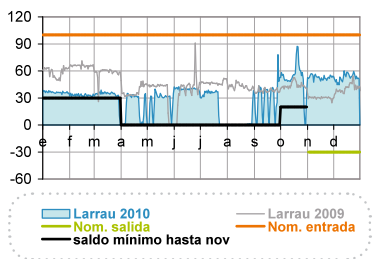
	2009			2010			
Unidad: GWh	entradas	salidas	saldo	entradas	salidas	saldo	% s/año 2009
Tarifa GME	79.561	–	79.561	79.398	–	79.398	0%
Almería MEDGAZ	–	–	–	–	–	–	–
Larrau	23.956	-7.703 =	16.253	18.637	-6.471 =	12.166	-25%
Tuy	–	-3 =	-3	–	-611 =	-611	>100%
Badajoz	1.346	-2.986 =	-1.641	1.816	-5.073 =	-3.257	+98%
Irún	–	-871 =	-871	–	-421 =	-421	-52%
TOTAL	**104.863**	**-11.564 =**	**93.299**	**99.852**	**-12.576 =**	**87.276**	**-6,5%**

(GWh/día)

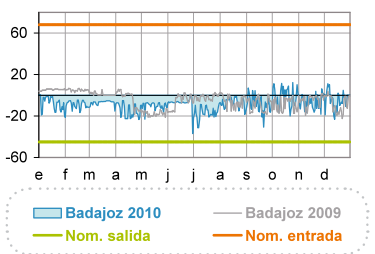
ENTRADAS del GME para España



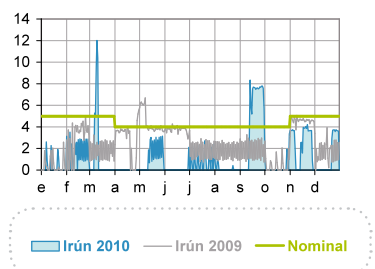
SALDO impor-export LARRAU



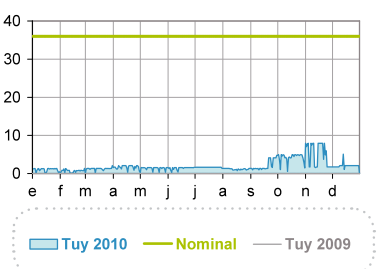
SALDO impor-export BADAJOZ



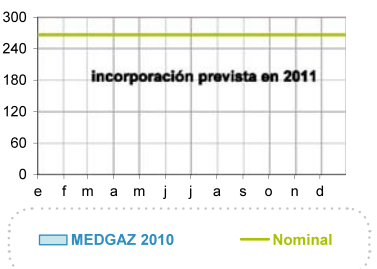
SALIDAS por IRÚN



SALIDAS por TUY



ENTRADAS por MEDGAZ



Larrau

Conexión internacional

El 1 de noviembre de 2010 comenzó la reversibilidad del flujo a través de la conexión internacional de Larrau. En este nuevo marco, la capacidad nominal del flujo físico de salida a Francia es de 30 GWh/día en invierno y 50 GWh/día en verano, manteniéndose la capacidad nominal del flujo físico de entrada a España en 100 GWh/día a lo largo de todo el año.

Por la conexión internacional de Larrau las comercializadoras importan y exportan gas simultáneamente.

- Las importaciones de gas por esta conexión han disminuido un 22% respecto a 2009, alcanzando 18.637 GWh.

- Las exportaciones han disminuido un 16%, registrando 6.471 GWh.

Entre el 26 de julio y el 27 de agosto quedó suspendido el tránsito por la conexión debido a la realización de trabajos técnicos necesarios para la consecución de la reversibilidad.

Importación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	18.637	-22%	23.956
Capacidad contratada	34.913	3%	33.756
Uso de la contratación	53%	–	71%

Capacidad nominal FÍSICA: 100

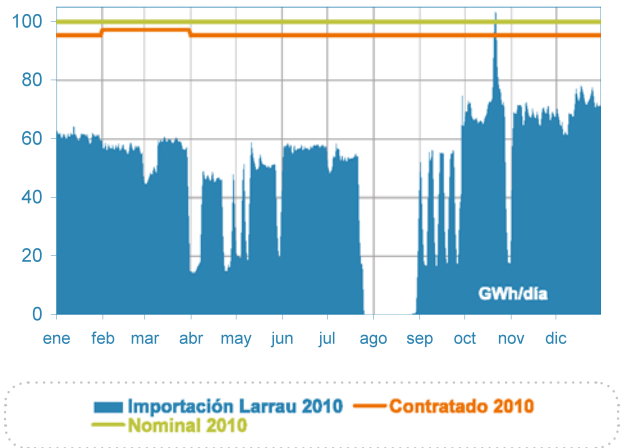
Exportación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	6.471	-16%	7.703
Capacidad contratada	11.856	18%	10.086
Uso de la contratación	55%	–	76%

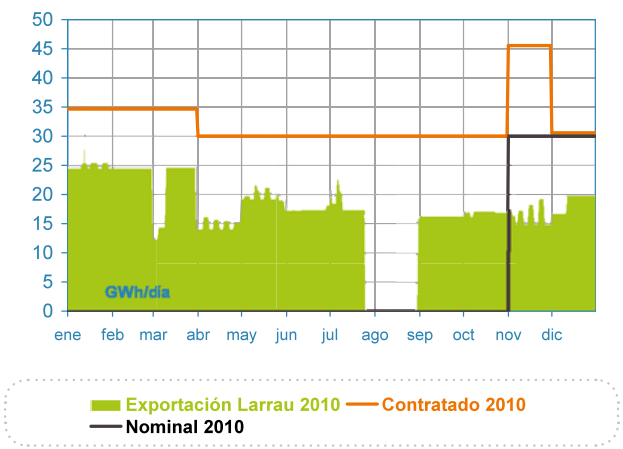
Capacidad nominal FÍSICA: 30/50

El 1 de noviembre comienza la reversibilidad de la conexión. Hasta ese momento, las exportaciones se producen por contraflujo con las importaciones respetando unas cantidades mínimas de entrada que varían de invierno a verano.

Importación Larrau 2010



Exportación Larrau 2010



Irún

Conexión internacional

Las exportaciones por la conexión internacional han descendido considerablemente desde 871 GWh en 2009 hasta 421 GWh en 2010.

Con la puesta en operación de la tercera fase de la duplicación del gasoducto Vergara-Irún en agosto de 2010, se incrementó la capacidad nominal de exportación en verano por esta conexión hasta 9 GWh/día, manteniéndose sin cambios dicha capacidad en invierno, que continúa siendo de 5 GWh/día.

Destaca además el comportamiento intermitente de las exportaciones por la conexión internacional de Irún, debido parcialmente a mantenimientos programados en la posición de Urrugne.

Importación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	0	–	0
Capacidad contratada	0	–	0
Uso de la contratación	–	–	–

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

Importación Irún 2010

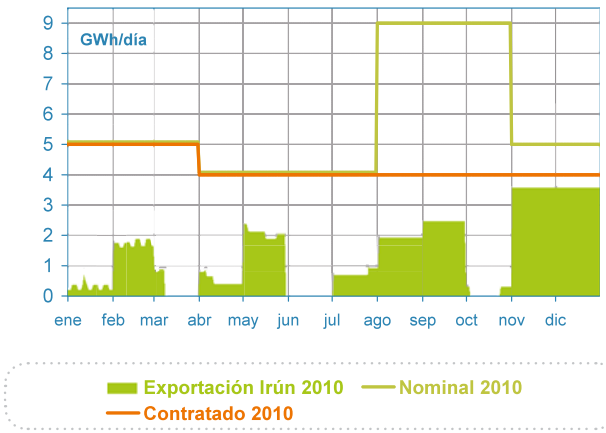
Exportación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	421	-52%	871
Capacidad contratada	1.550	2%	1.521
Uso de la contratación	27%	–	57%

Capacidad nominal FÍSICA: **5 GWh/día invierno**
9 GWh/día verano

La capacidad nominal de salida en verano se incrementa de 4 a 9 GWh con la puesta en operación de la fase III de la Duplicación del gasoducto Vergara-Irún: Villabona-Irún.

Exportación Irún 2010



Tarifa

Conexión internacional

A través del gasoducto internacional Magreb-Europa, el Sistema español recibe gas natural de origen argelino en la conexión internacional de Tarifa para el Sistema español y también gas en tránsito para el sistema portugués.

- Las importaciones por Tarifa destinadas a la cobertura del mercado español se han mantenido en 2010 en los mismos niveles del ejercicio anterior contabilizando 79.398 GWh.

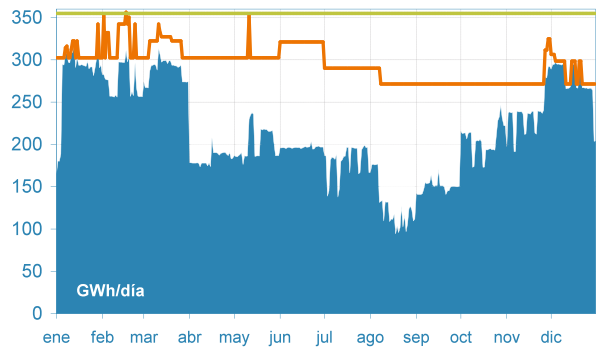
- El gas argelino en tránsito hacia Portugal ha aumentado un 2%, incrementándose desde 21.943 GWh en 2009 hasta 22.353 GWh al final de 2010.

Importación Sistema español

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
	79.398	0%	79.561
Capacidad contratada	105.806	-6%	112.092
Uso de la contratación	75%	–	71%

Capacidad nominal FÍSICA diaria: **355**

Importación Sistema español

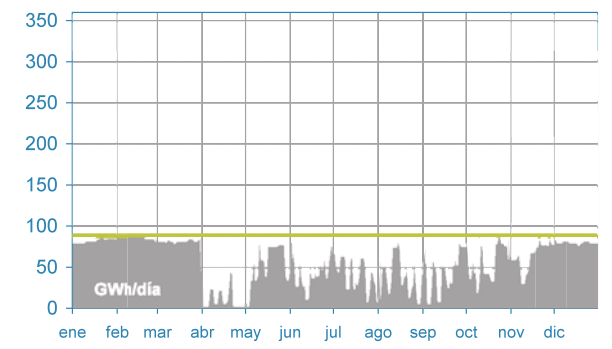


Importación tránsito GME a Portugal

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
	22.353	2%	21.943
Capacidad MÁXIMA x 365	32.485	0%	32.485
% USO de la CAP. MÁXIMA	69%	–	68%

Capacidad MÁXIMA diaria: **89**

Importación tránsito GME a Portugal



Badajoz

Conexión internacional

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

- Las importaciones de gas por esta conexión han aumentado un 35%, alcanzando 1.816 GWh al final de 2010 frente a los 1.346 GWh de 2009.
- Las exportaciones a través de la conexión de Badajoz, impulsadas por el suministro a CTCC's en Portugal, han crecido significativamente desde 2.986 GWh en 2009 hasta 5.073 GWh al final de 2010, lo que ha supuesto un incremento del 70%.

Importación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	1.816	35%	1.346
Capacidad contratada	2.944	25%	2.351
Uso de la contratación	62%	–	57%

Capacidad nominal FÍSICA: 68 a 105

(en función del funcionamiento de CTCC's de Portugal y el AASS de Carriço)

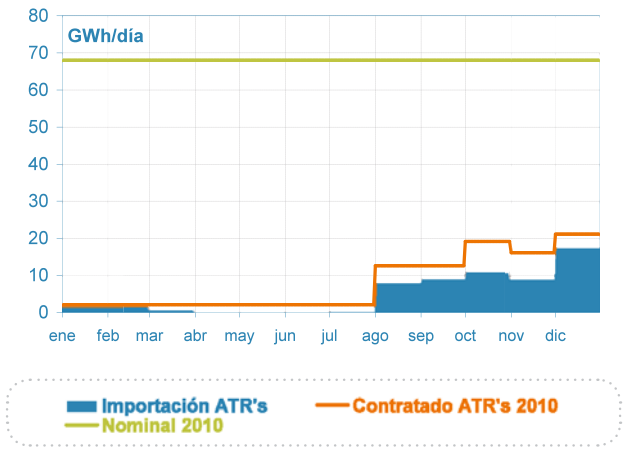
Exportación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	5.073	70%	2.986
Capacidad contratada	13.223	189%	4.578
Uso de la contratación	38%	–	65%

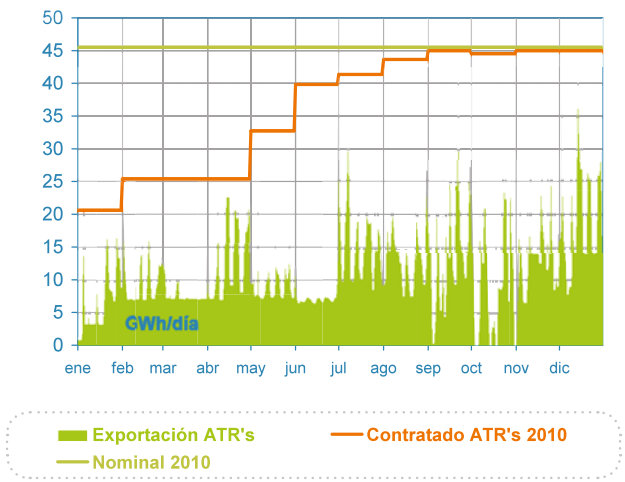
Capacidad nominal FÍSICA*: 45

** No incluye la capacidad reservada por tránsito a Portugal de 89 GWh/día*

Importación Badajoz 2010



Exportación Badajoz 2010



Tuy

Conexión internacional

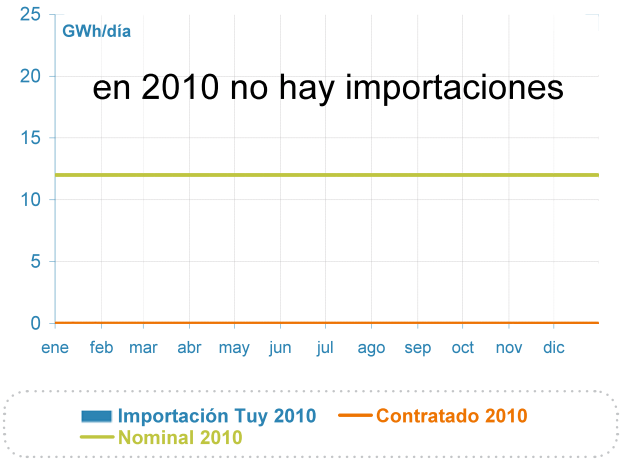
A lo largo del año 2010 no se han producido importaciones a través de la conexión internacional de Tuy. Sin embargo, las exportaciones en sentido España-Portugal, que comenzaron tímidamente en noviembre de 2009, se han ido consolidando a lo largo de 2010, hasta alcanzar los 611 GWh. Esto ha permitido a Tuy situarse como la tercera conexión internacional en cuanto a cantidad de gas exportado, por detrás de Larrau y Badajoz.

Importación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	0	–	0
Capacidad contratada	0	–	0
Uso de la contratación	–	–	–

Capacidad nominal FÍSICA: 12

Importación Tuy 2010

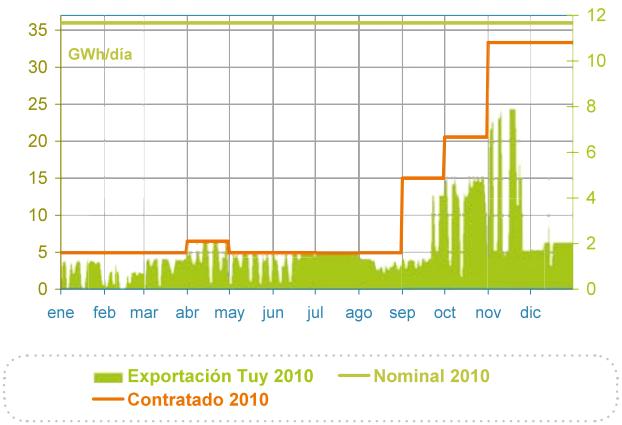


Exportación

Unidad: GWh	2010	% Δ año	2009
ATR's	611	>100%	3
Capacidad contratada	1.416	>100%	6
Uso de la contratación	43%	–	49%

Capacidad nominal FÍSICA: 36

Exportación Tuy 2010



Capacidad de las conexiones internacionales con Francia y Portugal

Durante el año 2010, ha destacado el incremento de la capacidad por la conexión con Francia en Larrau y los trabajos realizados, en el lado español, en la conexión de Irún.

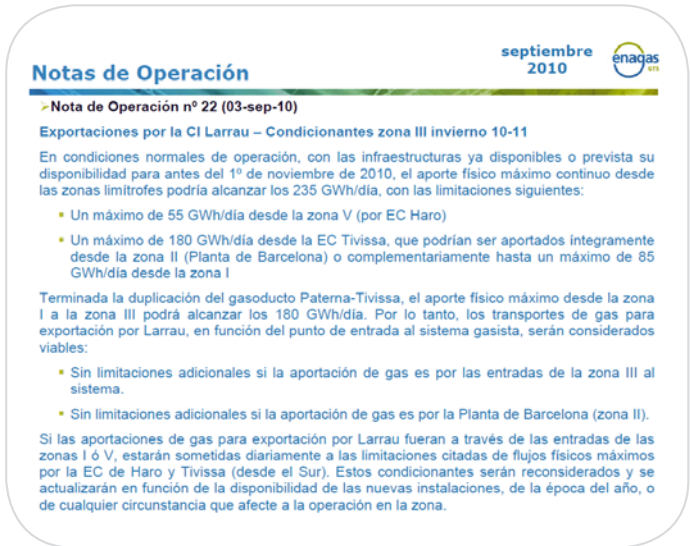
Conexión internacional de Larrau:

El 1 de noviembre de 2010 se amplió la capacidad nominal de exportación de la conexión internacional, siguiendo con el calendario establecido en el marco de South Gas Regional Initiative (SGRI). La situación de disponibilidad de las nuevas infraestructuras gasistas precisas para garantizar el funcionamiento del Sistema, a partir del día 1 de noviembre y durante el periodo invernal, tal como se detalla en las condiciones contractuales de acceso ATR acordados al efecto, es:

- Duplicación gasoducto Tivissa-Castelnou, puesto en operación en noviembre 2010.
- Duplicación gasoducto Paterna-Tivissa: recién comenzada la construcción del tramo norte Tivissa-Villanueva de Alcolea (113 km) y concedida la Autorización Administrativa para el resto del gasoducto por lo que se prevé estará disponible a principios de 2012.
- Reversibilidad de flujo en la red de TIGF, flujo real Sur-Norte disponible desde el 1 de septiembre de 2010.

El 3 de septiembre, el GTS publicó la nota de operación n.º 22 informando tanto del estado de la ampliación como de las limitaciones o condicionantes que rodean la exportación por la conexión.

Desde el 1 de noviembre quedó eliminada la restricción de flujo mínimo de entrada por la conexión de Larrau, pudiéndose exportar físicamente hasta 30 GWh/día en invierno y 50 GWh/día en verano con las condicionantes recogidos en la citada nota de operación n.º 22.



Notas de Operación

septiembre 2010

enagas GTS

Nota de Operación nº 22 (03-sep-10)

Exportaciones por la CI Larrau – Condicionantes zona III invierno 10-11

En condiciones normales de operación, con las infraestructuras ya disponibles o prevista su disponibilidad para antes del 1º de noviembre de 2010, el aporte físico máximo continuo desde las zonas limítrofes podría alcanzar los 235 GWh/día, con las limitaciones siguientes:

- Un máximo de 55 GWh/día desde la zona V (por EC Haro)
- Un máximo de 180 GWh/día desde la EC Tivissa, que podrían ser aportados íntegramente desde la zona II (Planta de Barcelona) o complementariamente hasta un máximo de 85 GWh/día desde la zona I

Terminada la duplicación del gasoducto Paterna-Tivissa, el aporte físico máximo desde la zona I a la zona III podrá alcanzar los 180 GWh/día. Por lo tanto, los transportes de gas para exportación por Larrau, en función del punto de entrada al sistema gasista, serán considerados viables:

- Sin limitaciones adicionales si la aportación de gas es por las entradas de la zona III al sistema.
- Sin limitaciones adicionales si la aportación de gas es por la Planta de Barcelona (zona II).

Si las aportaciones de gas para exportación por Larrau fueran a través de las entradas de las zonas I ó V, estarán sometidas diariamente a las limitaciones citadas de flujos físicos máximos por la EC de Haro y Tivissa (desde el Sur). Estos condicionantes serán reconsiderados y se actualizarán en función de la disponibilidad de las nuevas instalaciones, de la época del año, o de cualquier circunstancia que afecte a la operación en la zona.

La capacidad física máxima en el sentido Francia → España se mantiene en los 100 GWh/día.

Conexión internacional de Irún

En el mes de agosto finalizó la fase III del gasoducto Vergara-Irún, desde Villabona a Irún, y el 15 de octubre, se inauguró oficialmente el desdoblamiento completo del gasoducto Vergara-Irún. Con 90 Km de longitud y una inversión de 70 millones de euros, este gasoducto es la mayor obra de Naturgas Energía hasta la fecha.

Se trata de una infraestructura estratégica que asegura el abastecimiento energético y refuerza la red de intercambio de gas entre la Península Ibérica y el resto de Europa, al ser la segunda fase de Euskadour, que conecta las redes españolas y francesas de Naturgas Energía y TIGF (Total Infraestructures Gaz France). La capacidad de exportación (España → Francia) permanece en 5 GWh/día en invierno y pasa de 4 GWh/día a 9 GWh/día en verano, mejorando en cualquier caso la presión de entrega a TIGF en frontera, puesto que aumenta hasta 45 bar desde los 30 bar anteriores a la finalización de esta infraestructura.

En el sentido Francia → España no se producen modificaciones, la capacidad es nula en invierno y 10 GWh/día en verano.

Conexión internacional de Badajoz

La capacidad máxima en el sentido Portugal → España está entre 68 y 105 GWh/día, en función de la demanda de los CTCC's en Portugal y el A. S. de Carriço, y en el sentido contrario de 134 GWh/día, de los cuales 89 GWh/día están reservados para el tránsito internacional de gas a Portugal ligado al GME.

Conexión internacional de Tuy

La capacidad en el sentido Portugal → España es de 12 GWh/día y en sentido contrario de 36 GWh/día.

Capacidad en conexiones internacionales

	Punto conexión	Puesta en operación	Capacidad flujo IMPORTADOR	Capacidad flujo EXPORTADOR	Comentarios
Francia	Larrau	1993	100 GWh/d	30 GWh/d en invierno 50 GWh/d en verano	–
	Irún	1998	0 GWh/d en invierno 10 GWh/d en verano	5 GWh/d en invierno 9 GWh/d en verano	–
Marruecos	Tarifa	1996	355 GWh/d	–	–
Portugal	Badajoz	1996	105 GWh/d	134 GWh/d	> La capacidad del flujo de importación puede llegar a 105 GWh/d dependiendo del AASS de Carriço y los CTCC´s de Portugal. > La capacidad nominal del flujo de exportación es de 134 GWh/d, de los que 89 GWh/d están reservados para el mercado portugués (134-89 = 45 GWh/d).
	Tuy	1996	12 GWh/d	36 GWh/d	> A 31 de diciembre 2010 la capacidad de exportación es de 36 GWh/d. Esta capacidad se incrementa a 57 GWh/d a partir de enero 2011 condicionado a la demanda convencional y eléctrica del tramo Tuy-Llanera.
Argelia	Almería	2009	266 GWh/d	–	> Las importaciones por esta conexión se espera comiencen en el primer semestre de 2011

OPEN SEASON 2015

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, con los siguientes resultados:

- La capacidad solicitada por los comercializadores, una vez aplicado el test económico requerido en Francia para validar las inversiones, permitirá el desarrollo de una capacidad de transporte de 2 bcm/año en la conexión internacional de Irún/Biriatou en el sentido España → Francia, disponible a partir de 2015. La capacidad fue asignada a tres empresas comercializadoras distintas en el corredor completo, desde España hasta la zona de GRTgaz Norte en Francia.

- La capacidad solicitada por los comercializadores en el proceso no fue suficiente para validar el desarrollo del proyecto MidCat.

- No fue asignada capacidad desde GRTgaz Norte hasta España.

La decisión de los transportistas franceses sobre las inversiones necesarias para el incremento de la interconexión Irún/Biriatou, así como la aprobación de dicha decisión por parte del regulador francés, CRE, se espera en el primer trimestre de 2011.

La *Open Season 2013* supuso el desarrollo de la interconexión de Larrau, que proporcionará una capacidad de transporte de 5,5 bcm/año en ambos sentidos de flujo, desde 2013. En este caso, la capacidad ofertada fue asignada a 8 grupos empresariales distintos.

Las nuevas capacidades de interconexión obtenidas mediante este procedimiento darán lugar en 2015 a una capacidad de exportación de gas por gasoducto desde España hacia Francia de hasta 7,5 bcm/año desde 2015, lo que representa el 15% de la demanda francesa y el 18% de la demanda española en 2009.

Estos resultados mejorarán significativamente la integración de los mercados de gas Ibérico y europeo, así como la seguridad de suministro. Además, constituyen un buen ejemplo de la cooperación regional entre reguladores, gobiernos, transportistas, la Comisión Europea y el resto de agentes que integra la industria gasista en la región.

Conexión internacional Larrau: OSP STC 2010

Siguiendo los "Procedures for the commercialisation of existing and committed capacity at the cross border point of Larrau between France and Spain", Enagás y TIGF lanzaron la *Open Subscription Period for Short-Term Capacity (OSP STC 2010),* por el cual se convocó el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia para el período comprendido entre 1 de abril de 2011 y el 31 de marzo de 2012, para contratos a corto plazo.

El 22 de octubre se notificó el formato, contenido y periodo de recepción de solicitudes; la capacidad ofertada a corto plazo; las reglas de priorización de solicitudes; la forma de asignación entre solicitudes con la misma prioridad; el calendario de ejecución del procedimiento con las 2 fases del proceso que transcurre en el mes de noviembre. El 3 de noviembre se publicó la Resolución de la DGPEyM, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión.

El 3 de diciembre finalizó el proceso con la notificación de los resultados de asignación de capacidad en ambas direcciones:

- **Sentido Francia → España:** no se recibieron solicitudes a la capacidad ofertada de 2,6 GWh/día.

Table 1: Capacities offered, requested and allocated through the 2010 OSP for STC. Direction from France to Spain

Capacities in *MWh/day*	apr 11	may 11	jun 11	jul 11	aug 11	sep 11	oct 11	nov 11	dec 11	jan 12	feb 12	mar 12
TIGF ➜ ENAGAS Code: LAR-NORSUD												
Capacity offered through the 2010 OSP for STC	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Capacity requested (1st Phase)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacity allocated (final allocation)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

- **Sentido España → Francia:** Durante la primera fase, la demanda de capacidad para el periodo comprendido entre noviembre de 2011 y marzo de 2012, fue 1,6 veces mayor que la ofrecida. Los resultados de la segunda fase se corresponden con la solicitudes realizadas por los comercializadores en la primera fase.

La asignación definitiva, en sentido España → Francia, se detalla en el siguiente cuadro:

Table 2: Capacities offered, requested and allocated through the 2010 OSP for STC. Direction from Spain to France

Capacities in *MWh/day*	apr 11	may 11	jun 11	jul 11	aug 11	sep 11	oct 11	nov 11	dec 11	jan 12	feb 12	mar 12
ENAGAS ➜ TIGF Code: LAR-SUDNOR												
Capacity offered through the 2010 OSP for STC	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
Capacity requested (1st Phase)	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Capacity allocated (provisional allocation)	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000
Capacity requested (2nd Phase)	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Capacity allocated (final allocation)[1]	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	6,000	6,000	6,000	6,000	6,000

GAVIOTA

06

Almacenamientos subterráneos

Almacenamientos subterráneos

En 2010, tanto la inyección como la extracción de gas en almacenamientos han sido muy superiores a las registradas en 2009.

La extracción acumulada de los almacenamientos ha sido de 14.785 GWh, y la de inyección de 12.224 GWh, lo que ha supuesto un crecimiento de un 44% y un 61% respectivamente sobre el año anterior y un saldo a favor de la extracción de 2.561 GWh.

La campaña de inyección comenzó a finales marzo y finalizó el 14 de octubre con un llenado global de los almacenamientos del 93%.

Seguimiento existencias AASS

		Unidad: GWh finales diciembre	2009	2010
		Capacidad AASS	**44.473**	**44.473**
A		**Existencias totales**	**38.331**	**35.769**
	A_1	Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404
	A_2	Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202
	A_3	Gas operativo	13.725	11.164
		% llenado gas operativo	*69%*	*56%*
	A_1+A_2	**Gas colchón**	**24.606**	**24.606**
	A_2+A_3	**Gas útil**	**21.927**	**19.366**
		Inyección física	7.579	12.224
		Extracción física	10.265	14.785

Capacidad útil **28.070 GWh**

Gráfico existencias

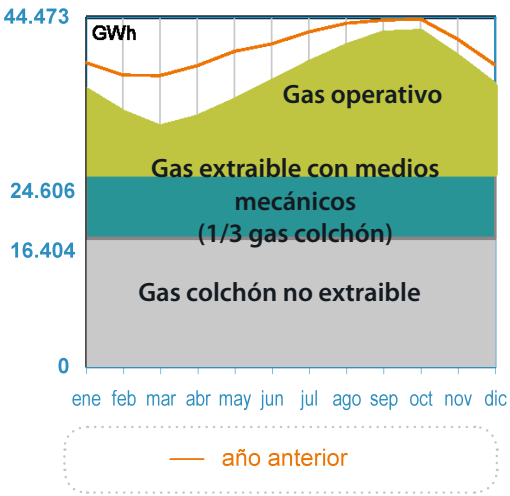
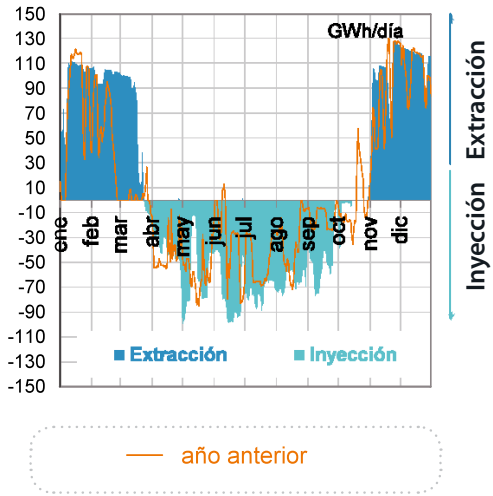


Gráfico (inyección/extracción)



En 2010 se han gestionado 40 operaciones en el Mercado Secundario de AASS, que han dado lugar a 18 transacciones casadas y 2 anuladas, de las que:

- 6 correspondieron a mercado de capacidad, por un volumen de 1.309 GWh.
- y el resto negociaron derechos de inyección o extracción.

AASS ATR's

	Inyección	Extracción	Total
N.º órdenes	**11.559**	**7.857**	**19.416**
Flujo	9.777	6.786	16.563
Contraflujo	1.782	1.071	2.853
Volumen de gas *(GWh)*	**13.073**	**15.711**	**28.784**
Flujo (GWh)	11.429	14.804	26.233
Contraflujo (GWh)	1.643	908	2.551

Parámetros máximos de los almacenamientos subterráneos

	Gaviota	Serrablo
Gas útil	1.546 millones $m^3(n)$	820 millones $m^3(n)$
Gas inmovilizado	1.135 millones $m^3(n)$	280 millones $m^3(n)$
TOTAL	2.681 millones $m^3(n)$	1.100 millones $m^3(n)$
Inyección máxima	4,5 millones de $m^3(n)$/día	4,4 millones de $m^3(n)$/día
Producción máxima	5,7 millones de $m^3(n)$/día	6,8 millones de $m^3(n)$/día

En abril de 2010 Enagás adquirió el 82% del almacenamiento de Gaviota, pasando a ser en julio la propietaria del 100% de esta infraestructura de carácter estratégico tras la compra a *Murphy Spain Oil Company* del 18% restante. Actualmente está en marcha su ampliación hasta 3,3 bcm.

El proyecto Yela que Enagás desarrolla en la provincia de Guadalajara será el tercer almacenamiento subterráneo de gas natural de España. Una infraestructura clave para el Sistema Gasista por su ubicación estratégica en el centro de la Península.

En 2007 Enagás obtuvo la concesión de explotación para el almacenamiento subterráneo de gas natural denominado "Yela" mediante el Real Decreto 1061/2007, de 20 de julio (BOE n.º 218 11-09-2007), en la estructura "Santa Bárbara", y el reconocimiento de su utilidad pública, en la provincia de Guadalajara. Se otorgó por un período de 30 años prorrogable en dos períodos de 10 años cada uno. El 16 de abril de 2009 fue otorgada la autorización administrativa y el 23 de diciembre de 2008 se obtuvo la declaración de Impacto Ambiental: Proyecto n.º 20020247 GAD "Almacenamiento subterráneo de gas natural Yela y línea eléctrica aérea de 132 kV que conecta con la SET Fuentes de la Alcarria". Por último, el 9 de abril de 2010 se obtuvo la licencia de obra.

La perforación de los 11 pozos necesarios para el desarrollo del almacenamiento de Yela comenzó en julio del año 2009. Durante el año 2010 se han finalizado las dos primeras fases de perforación, que incluyen la perforación, entubado y cementación hasta el techo de la formación cobertera y de la formación almacén. En el mes de diciembre comenzó la última fase de perforación del almacén, cuya finalización se estima en el primer trimestre del 2011. En este trimestre, además, se finalizará la construcción de la línea eléctrica y se comenzará la obra civil de la planta, por lo que más del 50% del proyecto se habrá desarrollado, impulsando además el desarrollo económico de la zona a través de la creación de empleo y riqueza.

Yela

Gas útil	1.050 millones $m^3(n)$
Gas inmovilizado	900 millones $m^3(n)$
TOTAL	1.950 millones $m^3(n)$
Inyección máxima	10 millones de $m^3(n)$/día
Producción máxima	15 millones de $m^3(n)$/día

El 8 de abril de 2008 comenzó el desarrollo del emplazamiento de la planta de operaciones del Almacenamiento Subterráneo Castor en Vinaroz (Castellón) con el inicio de las actividades de desbroce, explanación, ejecución de infraestructuras previas, etc. En el ámbito marino, los trabajos de reacondicionamiento del entorno y de la cabeza de pozo del sondeo Castor1, comenzaron el 7 de junio de 2010, estando prevista su puesta en funcionamiento en mayo de 2012.

Entre sus características más destacables se encuentran:

- Capacidad total de almacenamiento: 1.900 $Mm^3(n)$
- Caudal máximo de inyección: 8 $Mm^3(n)$/día
- Caudal máximo de extracción: 25 $Mm^3(n)$/día
- Volumen máximo operativo: 1.300 $Mm^3(n)$
- Volumen de gas colchón: 600 $Mm^3(n)$

España actualmente ocupa la posición décimo primera a nivel europeo en capacidad de almacenamiento subterráneo, tal y como se puede apreciar en la siguiente tabla. Con la incorporación de Yela y Castor, pasaría a ocupar el sexto lugar:

País	N.º de AASS en operación	Gas útil	Max. capacidad de inyección
	Total	Mcm (10^6 m^3)	10^6 m^3/d
AMÉRICA	**450**	**134.680**	**2.705,7**
Argentina	1	100	1,9
Canadá	50	20.647	165,6
Estados Unidos	399	113.933	2.538,2
EUROPA	**130**	**85.888**	**1.633,3**
Alemania	47	20.573	479,3
Italia	10	13.561	328,6
Francia	15	12.349	217,6
Hungría	6	6.180	75,2
Holanda	3	5.000	146,0
Austria	5	4.630	60,9
Reino Unido	6	3.695	82,7
Rumanía	8	2.910	24,2
República Checa	8	2.891	57,5
Eslovaquia	2	2.750	34,3
España	**2**	**2.367**	**12,5**
Letonia	1	2.300	21,5
Polonia	6	1.600	34,6
Turquía	2	1.600	-
Dinamarca	2	1.000	25,2
Bélgica	1	625	12,6
Bulgaria	1	600	3,5
Croacia	1	558	5,0
Serbia	1	300	1,5
Irlanda	1	210	2,8
Portugal	1	180	7,2
Suecia	1	9	0,6
C.E.I (antigua URSS)	**50**	**109.362**	**1.015,0**
ASIA/OCEANÍA	**12**	**3.850**	**17,1**
TOTAL	**642**	**333.780**	**5.371**

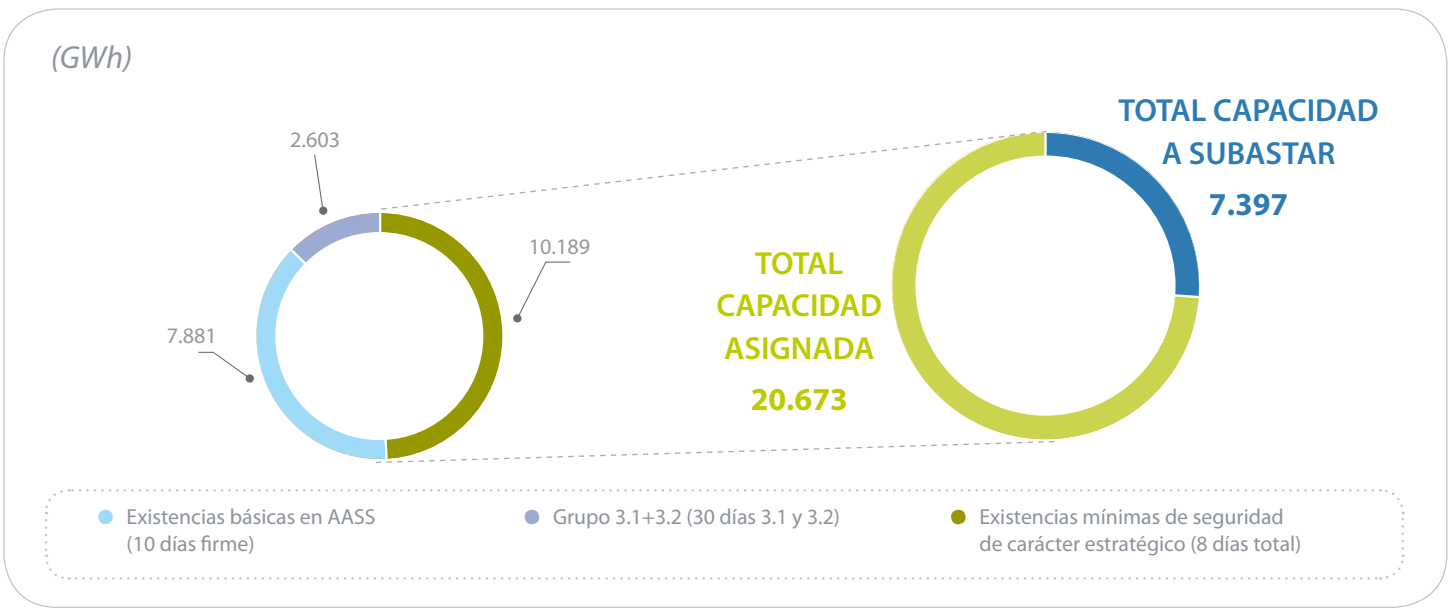
Fuente de información: CEDIGAZ. UGS (mayo 2010).

Subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos

En las Resoluciones de 22 de enero, así como en las de 2, 12 y 22 de febrero, de la DGPEyM, y en la Resolución de 1 de marzo de la SEE, se especifican todos los aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril 2010 y el 31 de marzo de 2011.

Tras consultas verbales a la DGPEyM y a CORES, se incorpora como venta adicional con carácter firme el gas vendido en subasta y destinado a Gas de Operación y Gas Talón del año 2009.

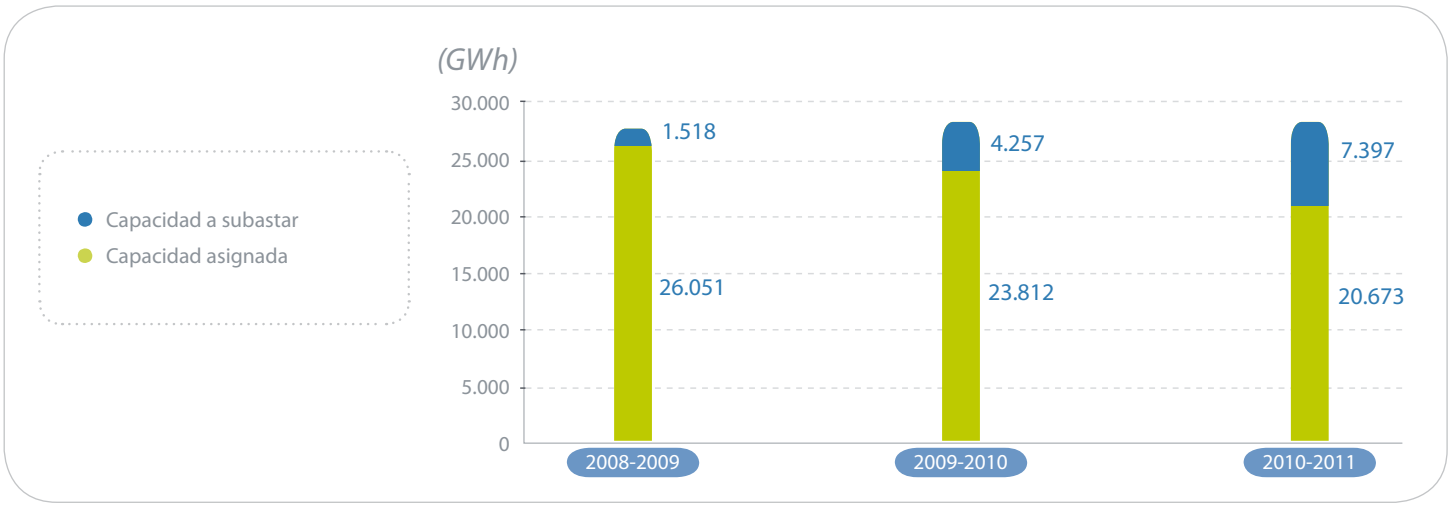
En las dos subastas anteriores, la cantidad a subastar fue de 1.518 GWh y 4.257 GWh en 2008 y 2009 respectivamente. El incremento de la capacidad a subastar en 2009 con respecto a la primera de 2008, estaba motivado por un cambio normativo que afectó al cálculo de las existencias básicas en AASS (se pasaba de 10 días a 8 de total), y al Grupo 3 (se pasaba de 30 días del Grupo 3 al completo, a 30 días de la suma de los grupo 3.1 y 3.2). Sin embargo, en 2010, el incremento de la capacidad a subastar con relación al año anterior ha estado motivado por la disminución de demanda de gas en 2009 y la renuncia de 1.737 GWh por parte de los agentes.



El 25 de marzo de 2010 se realizó la tercera Subasta de Asignación de Capacidad de AASS, llevada a cabo por OMEL, regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3863/2007 de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011, donde nueve comercializadoras fueron las adjudicatarias. Se adjudicaron un total de 7.397 GWh, casi el doble que el año anterior, y 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.

Características de la **subasta**

	1ª Subasta abr-08 / mar 09	**2ª Subasta** abr-09 / mar 10	**3ª Subasta** abr-10 / mar 11
Fecha de la subasta	10 abr 08	30 mar 09	25 mar 10
Cantidad subastada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh
Precio de cierre	**2.588 €/GWh**	**1.767 €/GWh**	**- 1.000 €/GWh**
Número de rondas totales	24	22	1
Cantidad adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh
Canon término fijo AASS	0,0241 cent €/KWh/mes	0,0403 cent €/KWh/mes	0,0411 cent €/KWh/mes
Canon + prima subasta	**5.480 €/GWh**	**6.603 €/GWh**	**3.836 €/GWh**



Gestión total del almacenamiento subterráneo 2010

		Unidad: GWh	ene real	feb real	mar real	abr real	may real
		Capacidad del AASS MNm³	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781
C		**Capacidad del AASS GWh**	**44.473**	**44.473**	**44.473**	**44.473**	**44.473**
A		**Existencias Iniciales AASS**	**38.331**	**35.216**	**32.340**	**30.468**	**31.736**
	A_1	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404
	A_2	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
	A_3	- Gas operativo	13.725	10.611	7.734	5.863	7.130
	A_1+A_2	Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606
	A_2+A_3	Gas útil	21.927	18.812	15.936	14.065	15.332
E		**Entradas: INYECCIÓN (neta)**	**–**	**–**	**101**	**1.279**	**2.082**
		Inyección diaria (media) GWh/día	–	–	3,2	42,6	67,2
S		**Salidas: EXTRACCIÓN (bruta)**	**3.115**	**2.876**	**1.972**	**12**	**–**
		Extracción diaria (media) GWh/día	100,5	102,7	63,6	0,4	–
B		**Existencias finales AASS**	**35.216**	**32.340**	**30.468**	**31.736**	**33.818**
	B_1	- Gas colchón no extraíble (2/3)	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404
	B_2	- Gas colchón extraíble (1/3)	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202
	B_3	- Gas operativo	10.611	7.734	5.863	7.130	9.212
	B_1+B_2	Gas colchón	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606
	B_2+B_3	Gas útil	18.812	15.936	14.065	15.332	17.414

jun real	jul real	ago real	sep real	oct real	nov real	dic cierre	AÑO
3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	3.781	
44.473	**44.473**	**44.473**	**44.473**	**44.473**	**44.473**	**44.473**	
33.818	**36.185**	**38.598**	**40.726**	**42.348**	**42.540**	**39.391**	
16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
9.212	11.580	13.992	16.121	17.742	17.935	14.786	
24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
17.414	19.781	22.194	24.322	25.944	26.137	22.988	
2.376	**2.413**	**2.128**	**1.621**	**223**	**–**	**–**	**12.224**
79,2	77,8	68,7	54,0	7,2	–	–	
9	**–**	**–**	**0,1**	**30**	**3.149**	**3.622**	**14.785**
0,3	–	–	0,0	1,0	105	117	
36.185	**38.598**	**40.726**	**42.348**	**42.540**	**39.391**	**35.769**	
16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	16.404	
8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	8.202	
11.580	13.992	16.121	17.742	17.935	14.786	11.164	
24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	24.606	
19.781	22.194	24.322	25.944	26.137	22.988	19.366	

ENAGAS

07

Transporte de gas

Transporte de gas

Nuevas infraestructuras puestas en operación

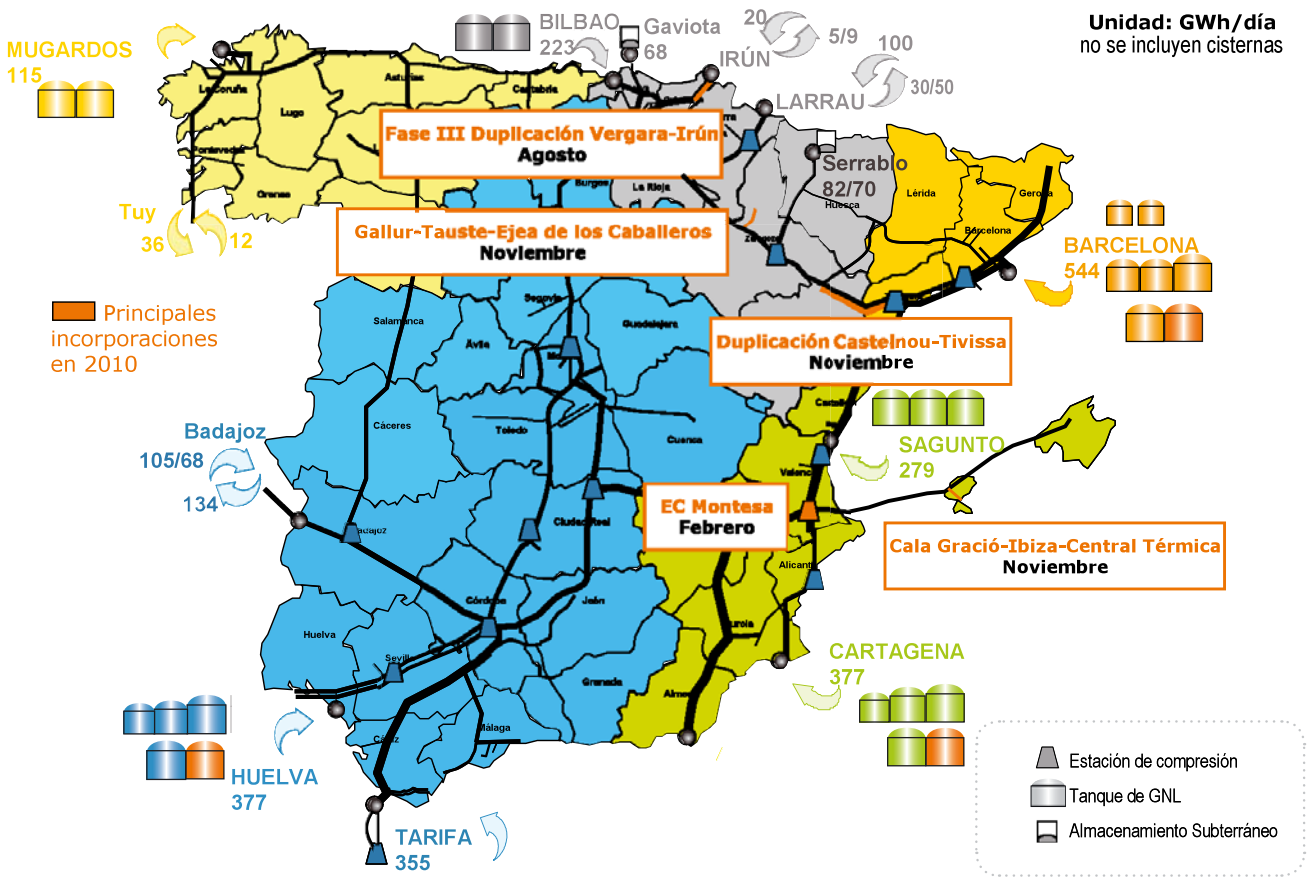
Durante el ejercicio 2010 continúa el esfuerzo inversor en infraestructuras del Sistema Gasista, tanto en plantas de regasificación como en gasoductos de transporte y estaciones de compresión.

Entre las principales incorporaciones en transporte figuran:

- La fase III del gasoducto Vergara-Irún en agosto, que finaliza uno de los principales proyectos encaminados a la ampliación de la capacidad de la conexión con Francia por Irún. Con esta incorporación, aumenta la capacidad total de exportación sentido España-Francia en verano desde 4 GWh/día hasta 9 GWh/día.

- La puesta en operación de la duplicación del gasoducto Tivissa-Castelnou en noviembre de 2010. Esta infraestructura mejora considerablemente el transporte en el Valle del Ebro, aumentando las presiones en periodos invernales y campañas de inyección y facilitando además el incremento de las exportaciones hacia Francia.

Infraestructuras 2010



Infraestructuras puestas en marcha 2010

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha puesta en marcha	Características técnicas		
				Tanques (m^3 GNL)	Δ emisión (m^3(n)/h)	Total emisión (m^3(n)/h)
7º Tk GNL Barcelona	A	En operación	oct-10	150.000	–	1.950.000
5º Tk GNL Cartagena	A	En operación	nov-10	150.000	–	1.350.000
5º Tk GNL Huelva	A Urg	En operación	dic-10	150.000	–	1.350.000

REFUERZO NUDO TIVISSA

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Duplicación gasoducto Castelnou-Tivissa	A Urg	En operación	nov-10	92	80	26

EJE TRANSVERSAL

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha puesta en marcha	Características técnicas	
				Grupos compresores	Potencia instalada (MW)
Estación de compresión de Montesa	A Urg	En operación	feb-10	(2+1)	36.000

Rev. P. O. 05/11

REFUERZO EJE NORTE

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Gasoducto Vergara-Irún(Duplicación) Fase III: Villabona-Irún	A Urg	En operación	ago-10	35	80	26

GASODUCTOS REGIONALES PRIMARIOS

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Gasoducto Gallur-Tauste-Ejea	A	En operación	nov-10	39	80	12
Gasoducto Insular Ibiza. Cala Gració-Ibiza-Central Térmica	A Urg	En operación	nov-10	16	80	10

GASODUCTOS SECUNDARIOS

Infraestructura	Planif.	Estado del proyecto	Fecha puesta en marcha	Características técnicas		
				Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
El Puerto Sta María-Rota	A	En operación	jun-10	22	45	12
Azaila-Albalate del Arzobispo-Ariño	A	En operación	ago-10	51	59	10/8
Serinya-Figueres	A	En operación	feb-10	22	59	10
Lobón-Montijo-Puebla de la Calzada	A	En pruebas	dic-10	14	59	12
Larraga-Los Arcos	A	En pruebas	dic-10	35	45	12
G.Zona Industrial de Hernani	A	En operación	ene-10	3	45	8

Rev. P. O. 05/11

Transporte por gasoducto

En el año 2010, la red de transporte primario ha continuado fortaleciéndose de tal forma que, a finales de año, contaba con 10.067 Km de gasoductos, de los cuales 9.236 km son propiedad de Enagás y 831 Km del resto de transportistas.

Red de transporte primario del Sistema Gasista español

	Nombre Gasoducto/ Ramal	Longitud (km)	Diámetro (")
ENAGÁS	Abegondo-Culleredo	14,8	14
	Alcázar SJ-Villarrobledo-Albacete-Montesa	265,0	36
	Almería-Lorca-Chinchilla	295,0	42
	Aranda-Soria-Almazán	156,0	6-10-12
	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
	Barcelona-Valencia-Vascongadas	1.020,0	4-30
	Bermeo-Lemona	32,0	16
	Burgos-Santander-Asturias	382,0	6-12-16
	Calahorra-Pamplona	63,0	8
	Campo de Gibraltar	45,7	16
	Cartagena-Lorca	37,5	20
	Cartagena-Orihuela	98,0	30
	Castelnou-Tamarite	108,0	20
	Chilches-Soineja-Segorbe	17,0	8
ENAGÁS	Chiva	12,0	8
	Collado Hermoso-Turégano	16,0	12
	Conexión a Lorca	40,5	20
	Conexión Submarina Planta de Barcelona-Sant Adriá	13,0	20
	Córdoba-Badajoz	251,0	28-32
	Córdoba-Jaén-Granada	201,0	10-12-16
	Denia-Ibiza-Mallorca (submarino)	269,0	20
	Desdoblamiento BVV entre Arbós y Barcelona	72,1	36
	Desdoblamiento Ramal a Campo Gibraltar Fase III	18,0	16
	Desdoblamiento Ramal Campo de Gibraltar (Fase I)	17,3	16
	Desdoblamiento Ramal Campo de Gibraltar (Fase II)	14,5	16
	Falces-Irurzun	57,9	14
	Granada-Motril	76,0	10
	Haro-Burgos-Madrid	320,0	20-26
	Huelva-Alcázar San Juan-Madrid	636,0	30-32
	Huelva-Sevilla-Madrid	728,0	4-26
	Huesca-Barbastro-Monzón- Albelda	88,0	6
	Irixoa-Ferrol	29,5	8
	Jerez	23,0	10
	Larrau-El Villar de Arnedo	169,0	26
	Lemona-Haro	92,0	26
	Lerma-Palencia-Valladolid	133,0	12
	Llanera-Villalba	183,0	20
	Málaga-Estepona	66,0	10-16
	Montesa-Denia	68,0	24
	Murcia	25,5	10
	Pontevedra-Ourense	58,0	10
	Puente Genil-Málaga	111,0	20
	Ramal a Castellón	15,5	16
	Rivas-Loeches-Alcalá	46,0	10-20

(cont.)

(cont.)

ENAGÁS	Ruta de la Plata	605,0	12-20-26
	Sansoaín-Pamplona	24,0	8
	Santo Tomé-Segovia	51,0	8
	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
	Serrablo-Zaragoza	291,0	20-26
	Tarancón-Cuenca-Fuentes	110,0	8-12
	Tarifa-Córdoba	413,0	36-48
	Tercer Cinturón de Barcelona Papiol-Montmeló	30,8	20
	Totana-Murcia	53,0	10
	Valencia-Alicante	318,0	20-24-30
	Villalba-Tuy	258,0	20
	Villamañán-Ponferrada	83,0	16
	Villapresente-Camargo-Gajano-Treto-Laredo	81,3	12
	Zamora-Aranda	165,0	20
	TOTAL ENAGÁS	**9.235,6**	
ENDESA	Ca`s Tresorer-Son Reus	17,0	14
	Cala Gració-Ibiza-Central Térmica	16,0	10
	Caspe-Teruel	175,0	12
	Gallur-Tauste-Ejea de los Caballeros	30,0	12
	Plaza	0,2	6
	PTR	1,0	6
	San Juan de Dios-Ca`s Tresorer	4,0	20
	Teruel-Calamocha	57,0	12
	Vilafranca de los Barros-Jerez de los Caballeros	59,0	16
	Zaragoza-Calatayud	63,0	10
	TOTAL ENDESA	**422,2**	

(cont.)

NATURGÁS	Arrigorriaga-Santurce	24,9	16
	Ciérbana-Santurce	5,5	30
	Conexión Internacional Francia-España-Irún	2,0	26
	Desdoblamiento Arrigorriaga-Santurce	39,0	30
	Desdoblamiento Vergara-Irún	89,5	26
	Red Legorreta	1,9	4
	Vergara-Irún	85,7	16
	Lemoa-Boroa	5,5	16
	Ramal a Castejon	12,9	20
	Ramal a CTCC Soto de Ribera	1,7	12
	Zona Industrial del Superpuerto de Bilbao	0,6	8
	TOTAL NATURGÁS	**269,1**	
REGANOSA	Abengondo-Sabón y ramal a CTCC Meirama	45,0	16 (ramal 10)
	Cabanas-Betazos-Abegondo	30,0	26
	Mugardos-As Pontes-Guitiriz	55,5	30/26/20
	Ramal a CTCC As Pontes	1,5	16
	TOTAL REGANOSA	**132,0**	
SAGGAS	Conexión a la RBG desde SAGGAS	8,0	30
	TOTAL SAGGAS	**8,0**	
TOTAL RED DE TTE. PRIMARIO		**10.066,8**	

● Gasoducto puesto en operación en 2010

La red de transporte incluye también las estaciones de regulación y medida, que se encuentran ubicadas en los puntos de entrega de gas y reducen la presión del gas hasta 16 bar, como iniciación del proceso de adaptación a la presión final a la que las empresas y particulares consumen el gas natural.

Estaciones de compresión y flujos de transporte

El gas se vehicula a través de la red de gasoductos gracias a las 15 estaciones de compresión con las que cuenta el Sistema actualmente y que elevan la presión del gas hasta 72/80 bar aumentando la capacidad de transporte de los gasoductos.

Nombre		Fecha de puesta en marcha	N.º de Unidades	Potencia (KW)
TIVISSA		sept, 2006	3	33.498
HARO		feb, 1991	3	22.680
BAÑERAS	uds. 1, 2 y 3	TC 1-2 abril, 1991 TC 3 julio, 2004	3	27.101
	uds. 4 y 5	TC 4-5 septiembre 2006	2	
SEVILLA		octubre, 2005	3	43.620
ALGETE		octubre, 1996	2	8.216
ALMODÓVAR		diciembre, 1996	3	10.514
ALMENDRALEJO	uds. 1, 2, 3 y 4	TC 1,2 y 3 dic,1998 TC 4 abr, 2001	4	21.854
	unidad 5	junio, 2005	1	
ZAMORA		diciembre, 1999	3	12.630
PATERNA	uds. 1, 2 y 3	agosto, 2001	3	21.310
	unidad 4	agosto, 2004	1	
CÓRDOBA		enero, 2005	5	57.605
CREVILLENTE		marzo, 2005	2	22.400
ZARAGOZA		marzo, 2008	3	14.040
ALCÁZAR SAN JUAN		agosto, 2008	3	45.870
NAVARRA		mayo, 2009	2	37.176
MONTESA		enero, 2010	2	33.542
TOTAL		**15**	**48**	**412.056**

EC Montesa *(44.980 HP)*

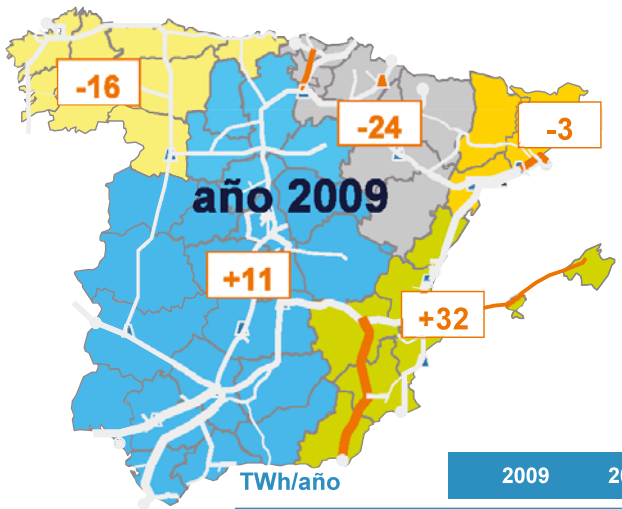
	Caudal mínimo		Caudal máximo			
	Nm³/h	*GWh/día*	Nm³/h		*GWh/día*	
Pa 46 bar			Verano	Invierno	Verano	Invierno
1 TC 72 b	240.000	68	470.000	560.000	134	159
2 TC 72 b	480.000	137	920.000	1.120.000	262	319
Pa 50 bar						
1 TC 80 b	250.000	71	450.000	580.000	128	165
2 TC 80 b	500.000	142	950.000	1.150.000	270	327

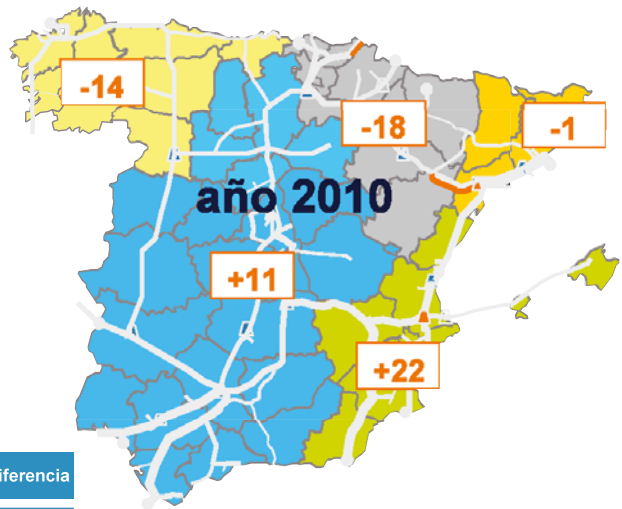
La novedad en este ámbito ha sido la nueva estación de compresión de Montesa, puesta en operación en febrero. Esta instalación amplía la capacidad de transporte en el Eje de Levante, en el Eje Transversal, que une Levante con la zona Centro, y en el gasoducto que conecta las islas Baleares con el Sistema peninsular.

La cantidad de gas comprimido por las estaciones de compresión en 2010 ha aumentado un 21% respecto a 2009, destacando en este aspecto los crecimientos registrados en las estaciones de Córdoba, Alcázar y Haro, como consecuencia de la vehiculación habitual del gas en el sistema en sentido sur-norte. Este incremento se ha debido principalmente al crecimiento de la demanda convencional (doméstico-comercial e industrial), que ha requerido más esfuerzo en el transporte por la mayor distancia de los puntos de entrada a los puntos de consumo. Por el contrario, la mayoría de las centrales de ciclo combinado están situadas en emplazamientos próximos a los puntos de entrada, cuyo consumo ha descendido significativamente en el año.

No obstante, en el año 2010 han aumentado ligeramente las entradas a través de los puntos situados en la mitad norte. El flujo de transporte acumulado desde la zona I hacia el resto del Sistema ha disminuido 10 TWh/año respecto al ejercicio anterior, y las necesidades de gas de las zonas II, III y IV también se han reducido en 2, 6 y 2 TWh/año respectivamente.

Evolución de los flujos zonales 2009 y 2010 *(TWh/año)*



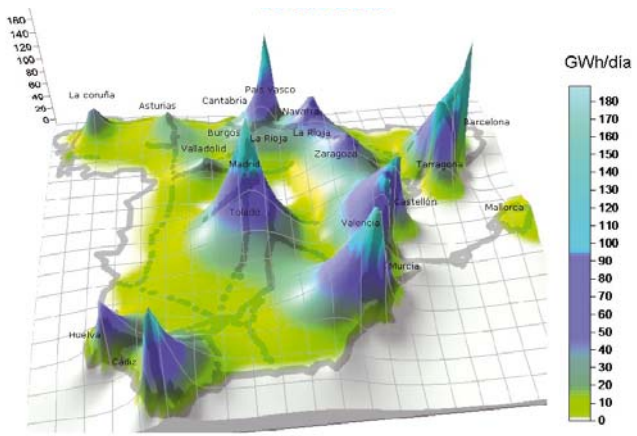


TWh/año	2009	2010	diferencia
P. Sagunto	64	55	-9
P. Cartagena	42	39	-3
CI MEDGAZ	0	0	+0
P. Barcelona	69	74	+5
P. Bilbao	49	50	+1
CI Larrau	24	19	-5
Extracción AASS	10	15	+5
P. Mugardos	16	19	+3
P Huelva	56	64	+7
CI GME	80	79	-0,2
CI Badajoz	1	2	+0,5
sin carga cisternas	**411**	**415**	**+4**

Flujo + para zonas que evacuan gas
Flujo – para zonas receptoras de gas

La zona centro del país es la más vulnerable en invierno desde el punto de vista de la cobertura, puesto que es un núcleo de gran concentración de mercado doméstico y comercial, a la vez que la región más alejada de cualquier punto de entrada al Sistema. Esta zona requiere una red de transporte sólida, que se ha ido reforzando progresivamente a través de la ejecución de las distintas Planificaciones, capacitándose para suministrar elevados caudales de gas aún en horas punta invernales. Uno de los mejores ejemplos de esta situación se registró el día 16 de diciembre de 2010, día en el que se alcanzó el primer récord del invierno 2010-2011 en demanda convencional, y en el que a las 21h, hora punta de demanda horaria, la presión de la red de transporte en el anillo de Madrid registró valores por encima de los 55 bar, claramente superiores a los mínimos de garantía establecidos en las NGTS.

Ubicación geográfica de la demanda
16 de diciembre de 2010 *(GWh/día)*

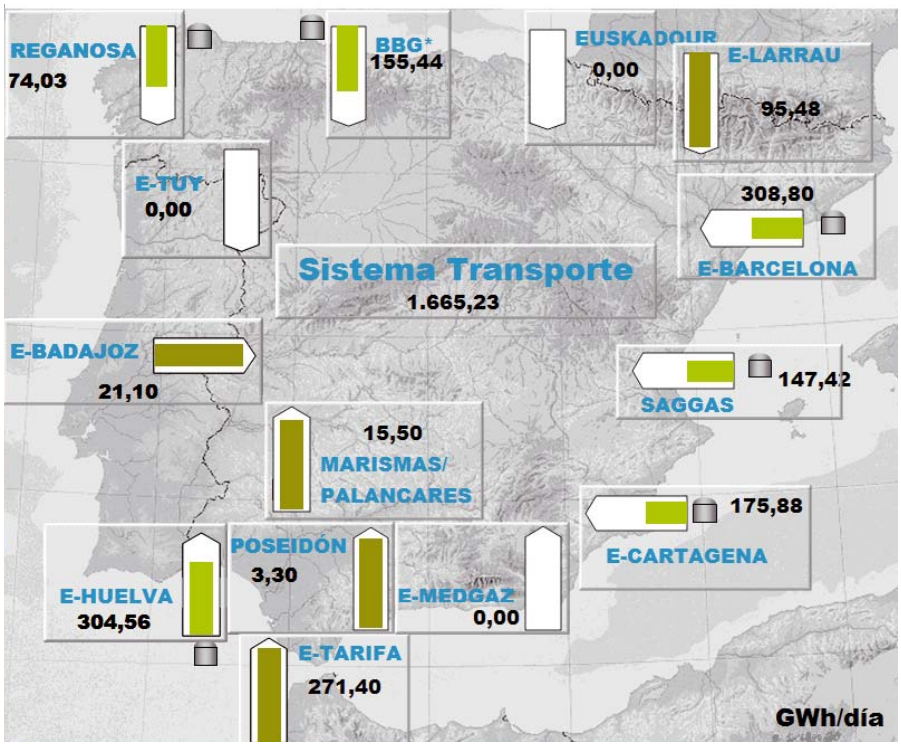


Los flujos de transporte del Sistema Gasista son el resultado de la gestión integrada de todos los sujetos que operan en el sector. Las comercializadoras contratan capacidad de entrada al Sistema atendiendo a sus necesidades y preferencias individuales, estableciendo con ello los flujos principales de transporte. La contratación de los puntos de entrada a 31 de diciembre de 2010 fue de 1.665 GWh/día, lo que supuso un 66% de la capacidad nominal teórica de los puntos de entrada, y un 69% del total de la capacidad transportable.

Invierno 2010-2011

Unidad: GWh/día	Capacidad nominal
P. BARCELONA	562
P. CARTAGENA	394
P. SAGUNTO	291
MEDGAZ	-
P. HUELVA	394
GN por GME	355
GN por Badajoz	68
Nacional	-
P. BILBAO	223
P. MUGARDOS	121
GN por LARRAU	100
GN por Tuy	12
GN por Irún	0
TOTAL	**2.520**
AASS	**140**
TOTAL	**2.660**

Capacidad contratada en red de transporte. Entradas a 31 de diciembre de 2010



Por otro lado, atendiendo a la Regla 2ª del Plan de actuación Invernal 2010-2011, en los periodos declarados como Situación Excepcional de nivel 0 por ola de frío, las comercializadoras han realizado contrataciones a corto plazo en los puntos de entrada para así satisfacer la demanda extraordinaria de sus clientes doméstico/comerciales.

En 2010 el Gestor Técnico del Sistema ha continuado realizando su función garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

Margen de seguridad

Con la entrada en servicio de nuevas infraestructuras, en 2010 han aumentado el margen de seguridad en la cobertura del mercado y la capacidad de transporte del Sistema. El 11 de enero de 2010 se alcanzó el máximo anual en cuanto a demanda de gas transportada, incluyendo las exportaciones, con 1.854 GWh, situándose en la cuarta posición en este ranking.

La red de transporte de gas se dimensiona en función de múltiples criterios de seguridad, entre los que figura dar cobertura a la demanda punta del sector convencional simultáneamente con el consumo punta invernal de los ciclos combinados y las exportaciones a Francia y Portugal. Para analizar el margen de cobertura utilizado en 2010 bajo este supuesto, habría que acumular el máximo de demanda convencional, registrado el 16 de diciembre con 1.166 GWh/día; el máximo invernal de los ciclos, registrado el 11 de enero con 681 GWh/día, y el máximo de exportación registrado en diciembre con 42 GWh/día, que totaliza 1.889 GWh/día. Esto ha supuesto el uso del 76% de la capacidad del Sistema, en un año marcado por la elevada pluviosidad.

Siguiendo los criterios establecidos en el reglamento europeo de Seguridad de suministro, la previsión de demanda punta para determinar el dimensionamiento de las infraestructuras se realiza suponiendo que se presentan las temperaturas del día más frío de los últimos 20 años, simultáneamente con un escenario de ausencia de viento y baja pluviosidad. Con estas premisas, la punta prevista de demanda nacional para el invierno 2010-2011 ha sido valorada en 1.990 GWh/día, lo que arroja un margen de seguridad del 20%. Si a esta demanda se le añaden unas exportaciones diarias de 42 GWh/día, el margen de seguridad se reduce al 18%.

Capacidad y margen de seguridad en el Sistema Gasista

Unidad: GWh/día	invierno 02-03	invierno 03-04	invierno 04-05	invierno 05-06	invierno 06-07	invierno 07-08	invierno 08-09	invierno 09-10	invierno 10-11
Capacidad	1.063	1.244	1.618	1.757	1.985	2.150	2.255	2.424	2.483
Transporte máx.	1.148	1.247	1.503	1.552	1.665	1.863	1.792	1.885	1.990
Margen de Seguridad	-85	-3	+115	+205	+320	+286	+463	+539	+493
	-8%	0%	7%	12%	16%	13%	21%	22%	20%

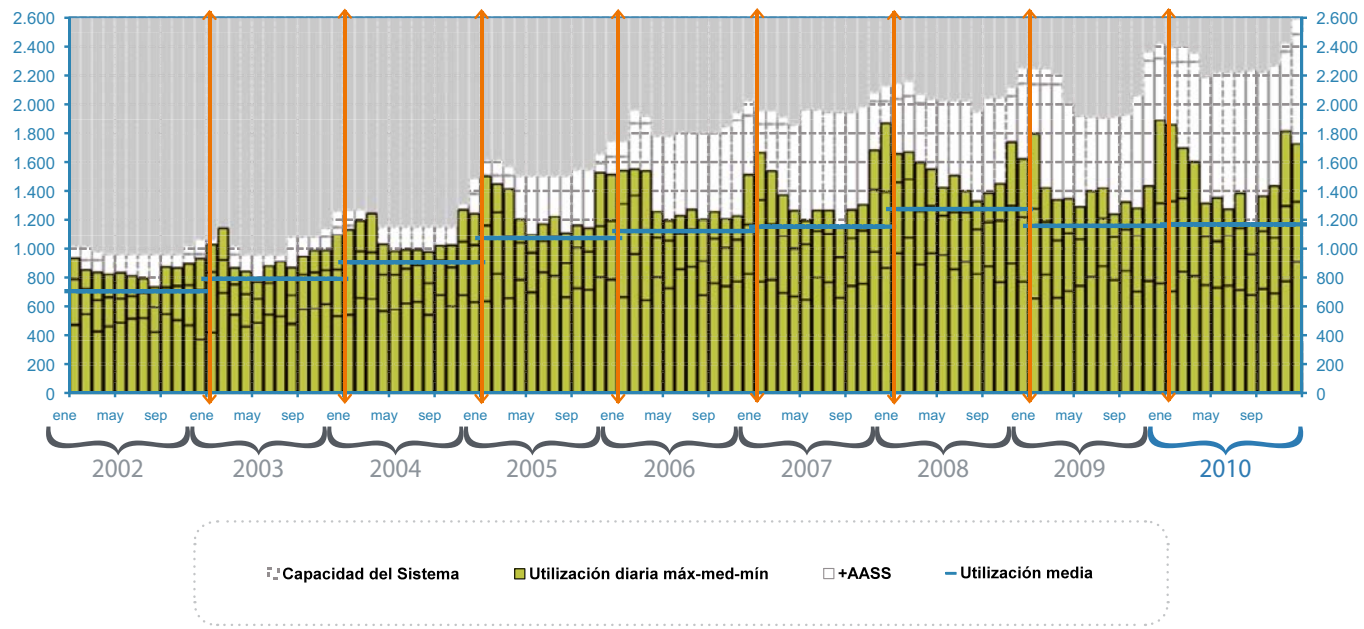
Días destacables en cuanto a valores significativos de transporte de gas natural son:

- El 11 de enero de 2010, fecha que, además de situarse en la cuarta posición en cuanto a demanda de gas transportada como se ha comentado anteriormente, constituye el día de máxima demanda histórica de la Comunidad de Madrid, con un récord de 190 GWh.

- El 12 de enero de 2010, en el que se alcanzó el máximo registro hasta ese momento de demanda convencional con 1.150 GWh y en el que la Comunidad de Madrid contabilizó un consumo de 185 GWh, muy próximo a su récord.

- El 16 de diciembre de 2010, día en el que, además de constituir el primer récord registrado en el invierno 2010-2011 de demanda convencional con 1.166 GWh, se registraron máximo históricos en las Comunidades Autónomas de Castilla y León, Andalucía, Navarra, País Vasco y Baleares.

Utilización del Sistema de Transporte de gas natural



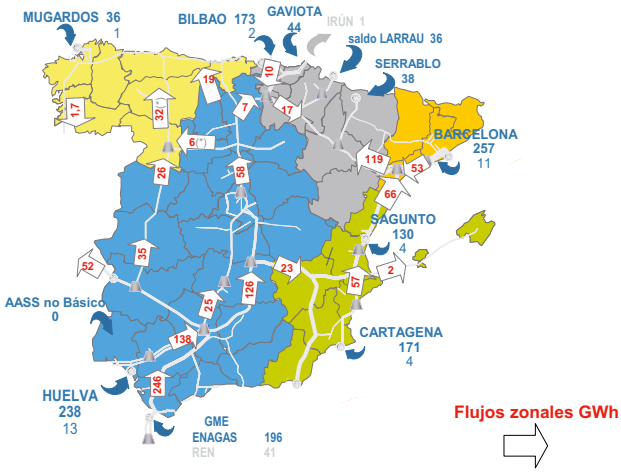
Con la entrada en servicio de nuevas infraestructuras, en 2010 han aumentado el margen de seguridad en la cobertura del mercado y la capacidad de transporte del Sistema

Utilización del Sistema de Transporte

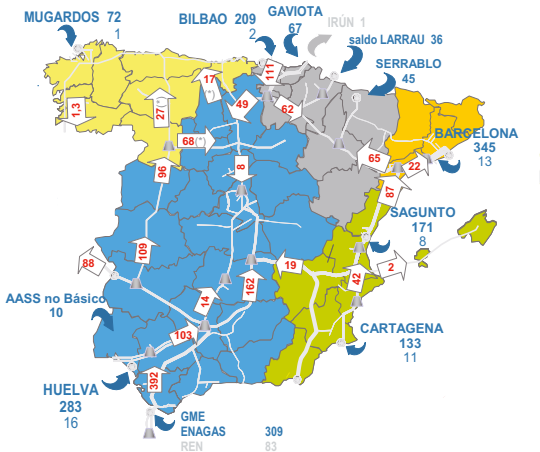
Acumulado		2005			2006			2007			2008			2009			2010		
Capacidad Sistema máxima anual GWh/día		**1.745**			**2.036**			**2.132**			**2.255**			**2.424**			**2.483**		
TRANSPORTE diario GWh/día	máximo	1.529	93%	29 nov	1.552	88%	23 feb	1.863	87%	17 dic	1.736	78%	27 nov	1.885	78%	16 dic	1.854	75%	11 ene
	medio	1.074	68%		1.122	61%		1.152	58%		1.274	61%		1.158	55%		1.168	51%	
	mínimo	643	40%	1 ene	649	34%	26 mar	655	33%	13 may	770	32%	19 oct	663	29%	1 ene	686	31%	15 ago
Volumen TRANSPORTADO* GWh		**391.881**			**409.707**			**420.580**			**466.431**			**422.535**			**426.306**		

TRANSPORTE = DEMANDA NACIONAL + EXPORT. INTERN. + GAS ALMACENADO MARISMAS + INYECCIÓN AASS*

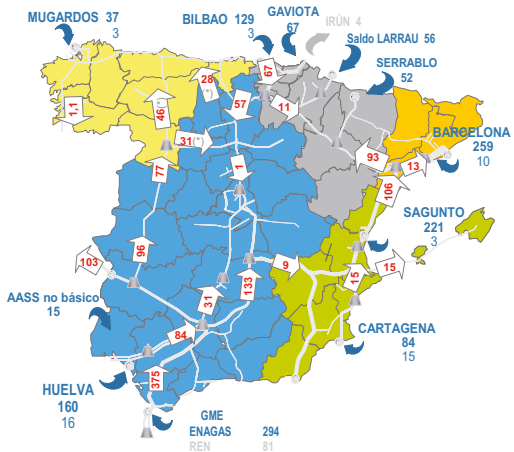
Día laborable INVIERNO 2009-2010
12-01-10 *(1.649 GWh)*

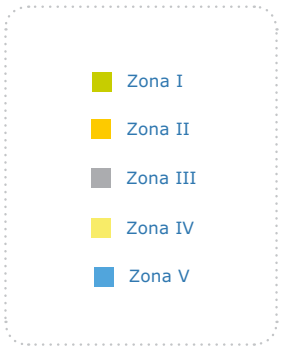


Día laborable ESTIVAL
16-07-10 *(1.297 GWh)*



Día laborable INVIERNO 2010-2011
15-12-10 *(1.445 GWh)*





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 2010 no se ha ejecutado ningún corte a los 150 GWh de peaje interrumpible asignado y tampoco se han registrado incidencias en entradas o transporte en alta presión con repercusión en las entregas a distribución ni a clientes directos.

A lo largo de 2010 se han publicado 35 notas de operación de las que:

- 19 corresponden a roturas de gasoductos de transporte y distribución que fueron subsanadas en pocas horas,
- 5 corresponden a declaraciones de ola de frío, dos en enero, una en marzo, una en noviembre y otra en diciembre,
- 7 corresponden a desvíos de buques,
- las 4 restantes corresponden a:
  - Suspensión temporal y parcial del suministro del gasoducto Granada Motril.
  - Incidente en la estación de regulación y medida de la posición S02A de Humilladero (Málaga).
  - Exportaciones por la conexión internacional de Larrau, condicionantes Zona III-Invierno 2010-2011 (1 de Noviembre 2010 a 31 de marzo 2011).
  - Limitación de la producción de la planta de Reganosa por falta de existencias.

Subasta gas talón y gas de operación

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, establece los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas, la tarifa de último recurso y determinados aspectos relativos a las actividades reguladas del sector gasista. En su disposición adicional cuarta se detalla la adquisición de gas talón y gas de operación:

"...Los transportistas adquirirán anualmente el gas natural necesario para su autoconsumo (gas de operación) y para el nivel mínimo de llenado de los gasoductos de la red de transporte y de las plantas de regasificación (gas talón). Asimismo, se adquirirá mediante este procedimiento el gas necesario para el desarrollo de almacenamientos subterráneos de la red básica (gas colchón)."

"Para la adquisición de dicho gas se organizará una subasta anual, cuyas reglas se establecerán por Resolución de la Secretaría General de Energía..."

Antes del 1 de febrero, los transportistas comunicaron al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011. El Gestor Técnico comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) y a la Comisión Nacional de Energía (CNE) el programa mensual de compras de gas de cada transportista antes del 15 de febrero, que se detalla a continuación.

Necesidades de gas talón y gas operación

Unidad: GWh	Concepto	Año 2010		Año 2011		TOTAL
		julio-10 a septiembre-10	octubre-10 a diciembre-10	enero-11 a marzo-11	abril-11 a junio-11	
Enagás, S.A.	Talón	399.452	0	0	15.680	415.132
	Operación	283.394	274.774	310.120	323.103	1.191.391
	Total	**682.846**	**274.774**	**310.120**	**338.783**	**1.606.523**
Ripsa y Murphy Spain Oil Company	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	94.704	34.001	9.757	109.513	247.975
	Total	**94.704**	**34.001**	**9.757**	**109.513**	**247.975**
Gas Natural Transporte S.D.G, S.L.	Talón	-1.480	0	0	0	-1.480
	Operación	87	173	184	169	613
	Total	**-1.394**	**173**	**184**	**169**	**-867**
Gas Natural Castilla La Mancha, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	74	190	227	165	656
	Total	**74**	**190**	**227**	**165**	**656**
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	29	66	74	61	230
	Total	**29**	**66**	**74**	**61**	**230**
Cegas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	29	66	74	61	230
	Total	**29**	**66**	**74**	**61**	**230**
Endesa Gas Transportista, S.L.	Talón	1.008	0	0	465	1.473
	Operación	390	1.078	1.278	648	3.394
	Total	**1.398**	**1.078**	**1.278**	**1.113**	**4.867**
Transportista Regional del Gas, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	307	929	947	492	2.674
	Total	**307**	**929**	**947**	**492**	**2.674**
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	Talón	1.479	0	0	0	1.479
	Operación	2.885	3.345	3.771	3.317	13.318
	Total	**4.364**	**3.345**	**3.771**	**3.317**	**14.797**

> continúa en la página siguiente.

Unidad: GWh	Concepto	Año 2010		Año 2011		TOTAL
		julio-10 a septiembre-10	octubre-10 a diciembre-10	enero-11 a marzo-11	abril-11 a junio-11	
Infraestructuras Gasistas de Navarra, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	0	0
	Total	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Saggas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	3.390	2.390	570	570	6.920
	Total	**3.390**	**2.390**	**570**	**570**	**6.920**
Reganosa	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	900	900	900	3.900	6.600
	Total	**900**	**900**	**900**	**3.900**	**6.600**
Bahia Bizkaia Gas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	7.500	17.100	11.400	7.500	43.500
	Total	**7.500**	**17.100**	**11.400**	**7.500**	**43.500**
Iberdrola Infraestructuras Gasistas, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	0	0	0	0
	Total	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Gas Extremadura Transportista, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	79	142	260	133	614
	Total	**79**	**142**	**260**	**133**	**614**
Transportista Sureuropea de Gas, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	4	4	4	4	14
	Total	**4**	**4**	**4**	**4**	**14**
Trasmanchega de Gas, S.A.U	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	120	120	120	120	480
	Total	**120**	**120**	**120**	**120**	**480**
	∑ Talón	**400.459**	**0**	**0**	**16.145**	**416.604**
	∑ Operación	**393.891**	**335.278**	**339.686**	**449.754**	**1.518.609**
	TOTAL	**794.350**	**335.278**	**339.686**	**465.899**	**1.935.213**

** Datos tomados de la Resolución de 5 de mayo de 2010, de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta.*

La Resolución de la DGPEyM de 5 de mayo de 2010, establece las reglas operativas para el desarrollo de la subasta.

El 25 de mayo se realizó la cuarta subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón, llevada a cabo por OMEL DIVERSIFICACION, SAU y esta última, una vez que la CNE confirma que el proceso se ha realizado de forma objetiva, competitiva, no discriminatoria y que los resultados han sido validados, comunica las cantidades de derechos asignados y el precio de compra de acuerdo a la Resolución de la DGPEyM de 19 de mayo de 2010.

La subasta se realizó siguiendo el método de reloj descendente en múltiples rondas, siendo cuatro los adjudicatarios.

Calidad media de los gases de emisión. Año 2010

Producción (GWh)	**Barcelona Red 35**	**Barcelona Red 72**	**Barcelona Red 35L**	**Barcelona Red 72N**	**Huelva 72**	**Huelva Red 16**	**Cartagena H00**	**Reganosa Reganosa**
Producción (GWh)	29.823	38.648	115	5.698	63.550	1.407	39.454	18.947
Fracciones molares (%)	**B35X**	**B72**	**B35L**	**B72N**	**16/72**	**H16**	**H00**	**Reganosa**
Nitrógeno (N_2)	0,178	0,273	3,270	0,253	0,311	0,297	0,246	0,229
Dióxido de carbono (CO_2)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Calidad del gas								
P.C.S. [MJ/m^3(n)]	43,306	43,132	38,855	43,157	43,006	43,007	43,016	42,477
P.C.S. [kWh/m^3(n)]	12,030	11,981	10,793	11,988	11,946	11,947	11,949	11,799
P.C.I. [kWh/m^3(n)]	10,846	10,802	9,706	10,809	10,770	10,771	10,773	10,634
Densidad relativa	0,6115	0,6097	0,5721	0,6099	0,6080	0,6080	0,6075	0,6057

Subastas gas talón + operación

Subastas gas talón + operación	1ª Subasta jul-07 / jun-08	2ª Subasta jul-08 / jun-09	3ª Subasta jul-09 / jun-10	4ª Subasta jul-10 / jun-11	Realizada por OMEL
Fecha de la Subasta	29-mayo-07	12-junio-08	28-mayo-09	25-mayo-10	Correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011
Cantidad Subastada		20 bloques /100%	20 bloques /100%	20 bloques /100%	
Precio de Cierre	20,75 €/MWh	30,94 €/MWh	14,65 €/MWh	19,37 €/MWh	
Número de Rondas totales			13	7	
Cantidad Adjudicada		20 bloques /100%	20 bloques /100%	20 bloques /100%	
Gas talón	431 GWh	26 GWh	358 GWh	417 GWh	Adjudicatarios: cuatro comercializadoras
Gas de operación	1.192 GWh	1.059 GWh	1.259 GWh	1.519 GWh	
TOTAL	**1.623 GWh**	**1.085 GWh**	**1.617 GWh**	**1.936 GWh**	

Sagunto 15.11 ENA	BBG BBG	Yacimiento Marismas F05.01	Yacimiento Palancares F06	Conexión Francia G00	Gasoducto Magreb K01	Yacimiento Poseidón (pos. F03A.1)	Total producción (GWh)
54.607	49.493	132	602	12.166	101.751	467	416.861
15.11 ENA	**BBG**	**pos F05.01**	**pos F06**	**pos. E15**	**pos. K01**	**(pos. F03A.1)**	**Fracciones molares**
0,275	0,135	0,162	0,189	0,549	1,455	0,543	0,549
0,000	0,000	0,000	0,001	0,142	1,760	0,066	0,434
							Calidad media ponderada del sistema español
42,347	42,316	42,624	42,743	42,827	42,521	39,735	42,721
11,763	11,755	11,840	11,873	11,897	11,812	11,038	11,867
10,599	10,590	10,670	10,701	10,726	10,655	9,924	10,698
0,5970	0,5950	0,6003	0,6025	0,6109	0,6407	0,5584	0,6133

08

Desarrollo legislativo

Desarrollo **legislativo**

Legislación nacional

El Gestor Técnico del Sistema ha continuado desarrollando en el año 2010 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, incluyendo y aplicando las novedades legislativas publicadas a lo largo del año, entre las que destacan a nivel nacional:

- Resolución de 22 de enero de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 25 del 29 de enero de 2010), por la que se publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y 31 de marzo de 2011).

	GWh
Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico (10 días ventas firmes)	10.742 - 10.287
Existencias mínimas de seguridad de carácter operativo (8 días ventas firmes)	8.917 - 8.553
Consumidores conectados a gasoductos de presión igual o inferior a 4 bar (30 días)	3.508 - 3.508
Resto de la capacidad a subastar	4.902 - 5.721
Total	**28.069**

- Resolución de 22 de diciembre de 2009, de la CNE (BOE n.º 28 del 2 de febrero de 2010), por la que se modifica la de 26 de febrero de 2004, modificada por la de 7 de abril de 2006, por la que se establece la aplicación del procedimiento para la presentación de la autoliquidación y las condiciones para el pago de las tasas establecidas en la disposición adicional duodécima 2, segundo y tercero de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en relación con el sector eléctrico y de hidrocarburos gaseosos.

  Modificación modelo 791, en relación con el sector eléctrico.

- Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero (BOE n.º 50 del 26 de febrero de 2010), por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural.

  Entre otros, especifica el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a la TUR y determinación de los precios que deberán pagar consumidores que no dispongan de un contrato de suministro en vigor de un comercializador.

- Real Decreto 191/2010, de 26 de febrero (BOE n.º 53 del 2 de marzo de 2010), por el que se modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio.

  Depósito fiscal, disminución de determinados importes de garantías exigidas.

- Resolución de 1 de marzo de 2010, de la SEE (BOE n.º 56 del 5 de marzo de 2010), por la que se modifica la resolución de 14 de marzo de 2008 de la SEE por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad.

  Sujetos habilitados a participar en la subasta. Podrán participar en la subasta(...) En el caso de grupos de sociedades, una de las empresas de dicho grupo.

- Resolución de 2 de marzo de 2010, de la DGPEyM por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril 2010 y el 31 de marzo de 2011.

  Fecha de la subasta: 25 de marzo de 2010 / Estimación de la Capacidad de almacenamiento a subastar 5.660 GWh.

- Resolución de 12 de marzo de 2010, de la DGPEyM, por la que se determina con carácter definitivo la capacidad de almacenamiento básico a subastar para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011.

  7.397 GWh

- Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero (BOE n.º 67 del 18 de marzo de 2010), por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y sus ejercicios. Artículo tercero - Modificación del RD 1434/2002, de 27 de diciembre.

  Modifica requisitos para realizar la actividad de transporte, distribución y comercialización.

- RD 249/2010, de 5 de marzo (BOE n.º 67 del 18 de marzo de 2010), por el que se adaptan determinadas disposiciones en materia de energía y minas a lo dispuesto en la ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (empresas instaladoras y mantenedoras, reglamento de instalaciones, etc.).

- Resolución de 22 de marzo de 2010, de la DGPEyM por la que se determinan ciertos parámetros de la subasta para la asignación de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2010 y el 31 de marzo de 2011.

  Precio primera ronda, precio rondas sucesivas, exceso de demanda en cada ronda.

- Resolución de 22 de marzo de 2010, de la DGPEyM, por la que se aprueban los formatos oficiales de análisis de inversión y mercado en las solicitudes de retribución específica de instalaciones de distribución para el año 2010.

- Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo (BOE n.º 74 del 26 de marzo de 2010), por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

  Se convoca a los sujetos del Sistema Gasista y a comunidades autónomas a la realización de propuestas de desarrollo, estableciendo un periodo de tres meses para comunicarlas al GTS. A partir de aquí, Enagás GTS comienza el proceso de elaboración de la propuesta de Planificación. Para ello y con objeto de incrementar la transparencia del proceso, se pone a disposición de todos los sujetos participantes, un apartado en la web con información de utilidad.

- Resolución 22 de marzo de 2010, de la DGPyM (BOE n.º 78 del 31 de marzo de 2010), por la que se hace pública la Tarifa de Ultimo Recurso de gas natural.

  Vigentes a partir del 1 de abril de 2010 →
  Δ Tv3.1: 3,6% / Δ Tv3.2: 4,1%.

- RD Ley 6/2010, de 9 de abril (BOE n.º 89 del 13 de abril de 2010), de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. Capítulo V relativo a medidas en el sector energético.

- Resolución de 7 de abril de 2010, de la SEE (BOE n.º 90 del 14 de abril de 2010), por la que se publican 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 RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

  Coste materia prima Cn = 1,8133 c€/kWh
  Coste base de la mp de gas natural CbmpGn = 2,2073 c€/kWh PCS

- Orden ITC/1053/2010, de 19 de abril (BOE n.º 103 del 29 de abril de 2010), por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la CNE al IDAE, en el año 2010, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

- Resolución de la DGPEyM, de 5 de mayo de 2010, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

Gas talón	416.604 MWh
Gas de operación	el que requiera la operación del sistema
Precio a ofertar	el correspondiente al mes de julio 2010
Fórmula de actualización de precios, contrato tipo, etc.	
Fecha de la subasta	25 de mayo de 2010

- Resolución de 6 de mayo de 2010, de la DGPEyM, por la que se publica en la web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el índice de gasificación de las Comunidades Autónomas.

- Resolución de la SEE, de 7 de mayo de 2010, por la que se establecen determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

Producto a subastar	gas base 4.800 GWh gas invierno 3.700 GWh
Definición del producto Qd, desviación acumulada, etc.	
Comunicación previsión de demanda: 13 mayo 2010	

- Resolución de 3 de mayo de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 116 del 12 de mayo de 2010), por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos en cumplimiento de lo establecido en el RD 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

  Anexos - modelos de comunicaciones.

- Orden ITC/1306/2010, de 11 de mayo (BOE n.º 123 del 20 de mayo de 2010), por la que se determina la retribución para el año 2010 de la sociedad "Madrileña Red de Gas, S.A." asociada a la actividad de distribución de gas natural realizada en determinados municipios de la Comunidad de Madrid.

- Resolución de 13 de mayo de 2010, de la DGPEyM, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia disponible a partir del año 2015 por los puntos de interconexión de MIDCAT e IRÚN.

- Resolución de 19 de mayo de 2010, de la DGPEyM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011. (Modificaciones a la resolución de 5 de mayo).

- Real Decreto 560/2010, de 7 de mayo (BOE n.º 125 del 22 de mayo de 2010), por el que se modifican diversas normas reglamentarias en materia de seguridad industrial para adecuarlas a la Ley 17/2009, de 23 de noviembre, sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, y a la Ley 25/2009.

  Artículo decimotercero. Modificación del Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 A 11.

- Resolución de 2 de junio de 2010, de la DGPEyM, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

Cantidades de gas a adquirir por las comercializadoras de último recurso, porcentajes de cada producto, cantidad nominal mensual, fórmulas de determinación del precio	
Repercusión de las modificaciones de peajes (An)	
Celebración de la subasta	16 de junio de 2010
Contrato marco y reglas de la subasta	

- Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio (BOE n.º 142 del 11 de junio de 2010), 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.

- Resolución de 14 de junio de 2010, de la DGPEyM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2010 y el 31 de diciembre de 2010.

- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio (BOE n.º 145 del 15 de junio de 2010), por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. Establece el procedimiento de cálculo del precio del gas natural consumido por los grupos de generación en el sistema eléctrico insular balear.

- Resolución de 7 de junio de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 145 del 15 de junio de 2010), por la que se otorga a Escal Ugs, S.L. autorización administrativa y reconocimiento de la utilidad pública de las instalaciones y servicios necesarios para el desarrollo del proyecto de almacenamiento subterráneo "Castor".

- Resolución de 14 de junio de 2010, de la SEE (BOE n.º 146 del 16 de junio de 2010), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el segundo trimestre 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Orden ITC/1713/2010, de 24 de junio (BOE n.º 156 del 28 de junio de 2010), por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante las convocatorias de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Foral de Navarra y de la Comunidad Autónoma del País Vasco para el día 29 de junio de 2010.

- Resolución de 25 de junio de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 157 del 29 de junio de 2010), por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.

  – TUR 1, consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año:

    Término fijo: 3,90 (€/cliente)/mes
    Término variable: 4,759404 c€/kWh

  – TUR 2, consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año:

    Término fijo: 7,84 (€/cliente)/mes
    Término variable: 4,195204 c€/kWh

    El cálculo de esta tarifa ya está afectada del resultado de la subasta donde el precio del gas natural ha resultado:

    Gas base: 21,67 €/MWh
    Gas invierno: 24,44 €/MWh

- Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio (BOE n.º 171 del 15 de julio de 20109, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.

- Corrección errores de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio (BOE n.º 185 del 31 de julio de 2010), por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de

terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural.

  - Mermas en plantas de regasificación
  - Acceso interrumpible
  - Medición, contadores inteligentes
  - Coeficientes de mermas
  - Modificaciones ITC/3520/2009

- Resolución de 21 de julio de 2010, de la DGPEyM, por la que se otorga a la empresa Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones relativas a la Adenda 1 al proyecto del gasoducto "Algete-Yela".
  - Modificaciones de trazado para minimizar afecciones
  - Nueva posición en Quer Guadalajara
  - Plazo máximo para la construcción de las instalaciones y presentación de solicitud de levantamiento del acta de puesta en servicio, 36 meses a partir del 21-jul-2010
- Resolución de 30 de julio de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 190 del 6 de agosto de 2010), por la que se modifica la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.
- Ley 33/2010, de 5 de agosto (BOE n.º 191 del 7 de agosto de 2010), de modificación de la Ley 48/2003, de 26 de noviembre, de régimen económico y de prestación de servicios en los puertos de interés general. BOE n.º 146 del 16 de junio de 2010.
- Ley 34/2010, de 5 de agosto (BOE n.º 192 del 9 de agosto de 2010), de modificación de las Leyes 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público, 31/2007, de 30 de octubre, sobre procedimientos de contratación en los sectores del agua, la energía, los transportes y los servicios postales, y 29/1998, de 13 de julio, reguladora de la Jurisdicción Contencioso-Administrativa para adaptación a la normativa comunitaria de las dos primeras.
- Corrección de errores de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio (BOE n.º 194 de 11 de agosto de 2010), por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares
- Orden ITC/2498/2010, de 23 de septiembre (BOE n.º 234 del 27 de septiembre de 2010), por la que se establecen los servicios mínimos del sector de hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general en el ámbito estatal para el día 29 de septiembre de 2010.
- Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la SEE (BOE n.º 237 del 30 de septiembre de 2010), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el tercer trimestre de 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el RD 661/2007.
- Resolución de 23 de septiembre de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 237 del 30 de septiembre de 2010), por la que se publica la Tarifa de Último Recurso de gas natural.

- Resolución de 1 de octubre de 2010, de la DGPEyM, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del suministro de gas de base destinado a la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de enero de 2011 y el 30 de junio de 2011.

- Real Decreto 1226/2010, de 1 de octubre (BOE n.º 240 del 4 de octubre de 2010), por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del MITyC.

- Resolución de 23 de septiembre 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 242 del 6 de octubre de 2010), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado "Duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna". Tramo 3: posición 15.18.d (término municipal de Vila Real), posición 15.25.d (término municipal de Paterna).

- Resolución de 4 de octubre de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 247 del 12 de octubre de 2010), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción del gasoducto denominado "Ramal a Besós".

- Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la SEE (BOE n.º 249 del 14 de octubre de 2010), por la que se publica la Resolución del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se establecen las líneas de apoyo económico e incentivación a la participación de las empresas de servicios energéticos en el Plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado.

- Resolución de 19 de octubre de 2010, de la DGPEyM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición del suministro de gas base destinado a la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2011.

- Resolución de 24 de septiembre 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 255 del 21 de octubre de 2010), por la que se autoriza el proyecto de gasoducto de conexión y sus instalaciones denominado "Rio Corbones-Santa Clara" y se declara, en concreto, su utilidad pública.

- Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre (BOE n.º 274 del 12 de noviembre de 2010), por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

- Resolución de 11 de noviembre de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 277 del 16 de noviembre de 2010), por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista.

- Resolución de 4 de noviembre de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 280 del 19 de noviembre de 2010), por la que se otorga a Enagás autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública para la ampliación de la posición N-08 del gasoducto "Córdoba-Badajoz-Frontera con Portugal" y la instalación de una estación de regulación y medida de gas natural, de tipo G-400, en Badajoz.

- Resolución de 14 de noviembre de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 280 del 19 de noviembre de 2010), por la que se otorga a Enagás, autorización administrativa y aprobación de proyecto para la modificación de las instalaciones del atraque de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural

licuado del puerto de Barcelona, para ampliar su capacidad hasta buques metaneros de 263.000 m^3 de capacidad de GNL.

- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre de 2010 (BOE n.º 283 del 23 de noviembre de 2010), por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Resolución de 26 de noviembre de 2010, de la SEE (BOE n.º 301 del 11 de diciembre de 2010), por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto Gasoducto Yela-El Villar de Arnedo, provincias de Guadalajara, Soria, La Rioja y Navarra.

- Resolución de 9 de diciembre, de la SEE (BOE n.º 303 del 14 de diciembre de 2010), por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el cuarto trimestre de 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Resolución de 10 de diciembre, de la DGPEyM (BOE n.º 309 del 21 de diciembre de 2010), por la que se otorga a Enagás autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto denominado "Yela-El Villar de Arnedo".

- Resolución de 15 de diciembre de 2010, por la que se corrigen errores en la Resolución de la DGPEyM de 5 de mayo de 2010 por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación y gas talón correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011.

- Ley 39/2010 de 22 de diciembre (BOE n.º 311 del 23 de diciembre de 2010), Presupuestos Generales del Estado para el año 2011. (Adaptación Ley del IVA, Impuestos especiales, Plan de acción 2008-2012 de estrategia de ahorro y eficiencia energética, etc.).

- Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre (BOE n.º 316 de 29 de diciembre de 2010), por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas.

  - Incremento coste en peajes en el entorno del 7%
  - Desaparece el peaje de tránsito internacional sustituido por "coste de transporte al gas en tránsito" sin relacionar puntos de entrada y salida
  - La revisión podrá ser trimestral

- Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la DGPEyM (BOE n.º 316 de 29 de diciembre de 2010), por la que se hace pública la tarifa de último recurso de gas natural.

- Orden ITC/3365/2010, de 22 de diciembre (BOE n.º 317 de 30 diciembre de 2010), por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2011.

- Resolución de 22 de noviembre, de la DGPyM (BOE n.º 317 del 30 de diciembre de 2010), por la que se otorga a Enagás, autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública para la ampliación de la posición G-07.01 del gasoducto Falces-Irurzun y la instalación de una estación de regulación y medida de gas natural, del tipo G-250 (80/45), en el término municipal de Larraga (Navarra).

- Resolución, de 25 de noviembre, de la DGPyM (BOE n.º 317 del 30 de diciembre de 2010), por la que se otorga a Enagás, autorización administrativa y aprobación de proyecto para la modificación de la posición G-07.2 del gasoducto Falces-Irurzun y la instalación de una estación de regulación y medida de gas natural, del tipo G-650 (80/16), en el término municipal de Puente la Reina (Navarra).

- Resolución de 30 de noviembre, de la DGPyM (BOE n.º 317 del 30 de diciembre de 2010), por la que se otorga a Enagás, autorización administrativa y aprobación de proyecto para la modificación de las instalaciones correspondientes a la Adenda n.º 1 al proyecto de ampliación de la posición de gasoducto denominada L-02.4 y de instalación de una estación de regulación y medida de gas natural, tipo G-650, en el término municipal de Linares, en la provincia de Jaén.

- Resolución de 2 de diciembre, de la DGPyM (BOE n.º 317 del 30 de diciembre de 2010), por la que se autoriza a Enagás la ampliación de la posición F-02 del gasoducto Huelva-Sevilla y la construcción de las instalaciones correspondientes a una estación de medida tipo G-250, en el término municipal de Palos de la Frontera, en la provincia de Huelva.

Informe de la Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años

El 15 de diciembre de 2010, el pleno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados, aprobó un acuerdo que define el mix energético español a 2020 y 2035.

El documento, publicado en el Boletín Oficial de las Cortes Generales de 30 de diciembre de 2010, que para su efectividad se le deberá dotar de un futuro marco legal, determina las fuentes de energía que conformarían la matriz de consumo y el peso de cada fuente.

De este modo, la Subcomisión fija el peso de las renovables en el consumo final de energía en un 20,8%, un porcentaje inferior al 22,7% propuesto en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) que fue enviado por el Gobierno español a Bruselas el pasado mes de junio, aunque ligeramente superior al 20% establecido en el "Paquete Verde" de la Unión Europea.

En cuanto al sector del gas, el texto recuerda que "es fundamental para que las centrales térmicas puedan cumplir eficientemente con su papel de complemento de las energías renovables". En este sentido, el acuerdo aboga por que sean las mismas renovables las que asuman el coste de mantener la generación térmica de respaldo, en referencia a la disponibilidad de las centrales de ciclo combinado para cubrir la intermitencia de las fuentes renovables.

El texto también subraya la necesidad de incrementar las interconexiones gasistas y de dotar al Sistema de una adecuada capacidad de almacenamiento que favorezca la disponibilidad y distribución del gas, cuya contribución al parque eléctrico nacional pasará de los 31.249 MW registrados en 2009 a los 37.971 MW previstos para 2020, incluyendo la potencia instalada en cogeneración a gas natural.

La Subcomisión ha instado al Gobierno para que en el plazo de seis meses remita al Congreso de los Diputados un Informe que contenga las medidas necesarias para el desarrollo e implementación de las conclusiones contenidas en el documento, además de incorporar las conclusiones a los procesos de propuesta de Planificación de Gas y Electricidad actualmente en elaboración.

Legislación comunitaria

Por otra parte, las principales novedades legislativas a nivel europeo fueron las siguientes:

- Decisión de la CE, de 10 de noviembre de 2010, por la que se modifica la parte 3 del anexo I del Reglamento (CE) n.º 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (DOCE 11 de noviembre 2010).
- Reglamento (UE) n.º 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (DOUE 12 de noviembre de 2010).

El nuevo reglamento de seguridad de suministro busca asegurar que ningún ciudadano de la UE se queda sin gas debido a una crisis en el suministro, refuerza la coordinación europea y establece una serie de requisitos para las conexiones del gas entre estados miembros.

Con el fin de evitar situaciones de crisis como las vividas en los años 2008 y 2009, cuando el suministro de gas ruso que atraviesa Ucrania fue interrumpido a raíz de una disputa comercial entre Moscú y Kiev provocando que millones de hogares europeos se quedaran sin calefacción, el Reglamento fortalece la coordinación en el seno de la UE, impulsa las interconexiones transfronterizas e incentiva el desarrollo de infraestructuras a nivel nacional. Los mecanismos de mercado se mantienen como el instrumento idóneo pero, en casos extremos, las autoridades competentes y la Comisión podrán recurrir a medidas adicionales.

El Reglamento, al definir los hogares como clientes protegidos con carácter general, garantiza la seguridad de todos y cada uno de los ciudadanos europeos.

Para asegurar el cumplimiento de esta obligación:

- Las compañías gasistas de Europa deberán garantizar el suministro a los clientes durante un período de consumo punta de 7 días en caso de temperaturas extremas; al menos 30 días en cualquier periodo de demanda excepcionalmente elevada con tiempo muy frío y al menos 30 días en caso de interrupción de la mayor infraestructura de suministro de gas en condiciones invernales medias.

- Los Estados Miembros deberán asegurar que, si su mayor infraestructura de gas falla, el resto de la red podrá satisfacer la demanda total diaria de gas en un día de "demanda excepcionalmente elevada" (que estadísticamente se produce cada 20 años). Las autoridades nacionales dispondrán de cuatro años para cumplir esta norma. Sin embargo, las nuevas interconexiones entre los países de la UE deberán estar en marcha en un plazo de tres años.

- Si a pesar de las medidas de prevención, un Estado miembro registra una situación de emergencia por un corte en el suministro o una demanda excepcionalmente elevada, tendrá que activar un plan nacional de emergencia. El reglamento introduce tres niveles para clasificar las crisis en el suministro del gas: "alerta temprana", "alerta" y "emergencia". Los planes nacionales garantizarán el mantenimiento del acceso transfronterizo a las instalaciones de almacenamiento y de los flujos de gas entre los países.

- Se mantiene el grupo de coordinación de gas integrado por representantes de los Estados Miembros, la Agencia Internacional de la Energía, la Comisión y otros organismos pertinentes. Deberá ser consultado ante las cuestiones relacionadas con la seguridad de suministro en la Unión: intercambio de información, evaluación de planes preventivos y de emergencia así como aplicación y coordinación de medidas contempladas en ellos.

La nueva norma constituye un hito histórico y representa un cambio cualitativo profundo, en virtud del cual los Estados miembros abandonan esquemas puramente nacionales, para entrar de lleno en una visión europea, siendo el mercado y las interconexiones la primera y mejor defensa frente a futuras dificultades de orden económico, tecnológico o geopolítico.

- Dictamen del Comité económico y Social Europeo sobre la "Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE (DOUE 14 de diciembre de 2010).

Estado de los proyectos del plan de inv
enagas
En ejecución
Pdte.Autoriz.Administrativa
Pdte.Autoriz.Directa
27%
2%
32%
39%
de inversiones en base al status actual de
autorizaciones

09

Marcadores

Marcadores actividad del Sistema Gasista español en 2010

1.317 *(x2 vs. año 2009)* Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 27.264 TWh

23% de la generación de electricidad a partir de Ciclos Combinados a gas natural

47% Llenado medio de los tanques de GNL

2.836 Informes nuevos o actualizados en la web, apartado GTS

0 Interrupciones del suministro de gas

76% Máxima participación del GNL en la cesta de suministros desde el inicio del GME

6.529 Llamadas atendidas en CPC

19.416 Órdenes de movimiento en los AASS, 15% de ellas a contraflujo

35 Publicaciones de Notas de Operación, con 5 declaraciones de Ola de Frío en el Sistema Gasista

400,7 TWh alcanzó la Demanda nacional de gas natural

435 Buques de GNL descargados en plantas de regasificación

265 TWh Recuperación total de la Demanda convencional

39.203 *(x2 vs. año 2009)* Transacciones en el Mercado Secundario de gas, por un volumen de 1.005 TWh, equivalente al 251% de la demanda

48% Utilización de la capacidad instalada de entrada

73.593 *(x5 vs. año 2009)* Visitas a la web, apartado de GTS

18 Nuevos desarrollos puestos en funcionamiento en el SL-ATR

90.900.000 Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

68% Utilización de la capacidad contratada de entrada

629 Asistentes a los Comités de Seguimiento del Sistema Gasista

Demanda nacional de gas natural

La demanda de gas natural se mantuvo en valores similares a los de 2009 –400,7 TWh– debido a la compensación de…

- unas menores entregas de gas natural para generación de electricidad, que disminuyeron un 15,7%, por la elevada hidraulicidad y el aumento de renovables y nuclear.
- y una mayor demanda convencional –destinada a doméstico-comercial, industrial y cogeneración– que fue un 10% superior a la registrada en el año anterior, por el efecto de las temperaturas en el consumo doméstico y por un mayor consumo industrial

	2010	
Unidad: GWh	**real**	**% s/año 2009**
Mercado NACIONAL	**400.700**	**-0,3 %**
Convencional nacional	265.083	+10,0 %
Sector eléctrico	135.617	-15,7 %
Exportaciones C.I.	12.576	+9 %
Salidas Valle Guadalquivir	806	-46 %
Transporte actividad regulada	**414.083**	**-0,2 %**
Tránsito GME a REN	22.365	+2 %
Total SALIDAS	**436.448**	**-0,1 %**
Inyección	12.224	+61,3 %

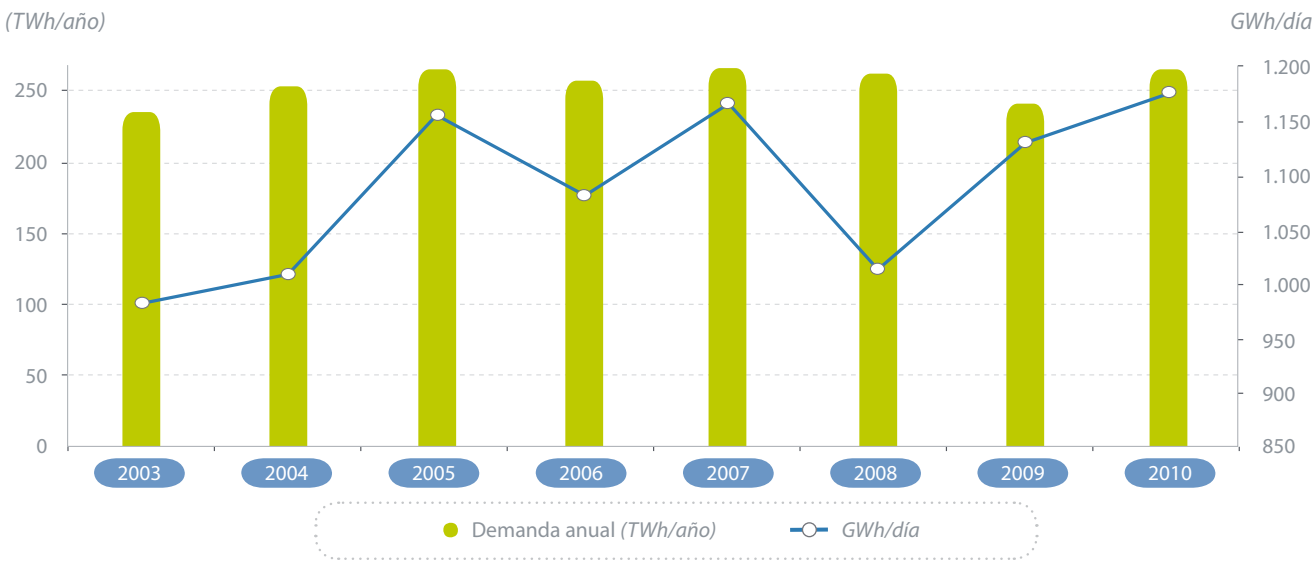
En 2010, operando en el Sistema:

- 33 distribuidores.
- 15 transportistas.
- 48 comercializadores (primarios y secundarios).

Recuperación de la demanda convencional

- La demanda de gas natural para uso convencional recuperó el nivel previo al inicio de la crisis económica.
- El 16 de diciembre, coincidiendo con un periodo de bajas temperaturas, se alcanzó por segunda vez en el año un récord de la demanda convencional, con 1.166 GWh, cifra que supera en un 1,4% el anterior récord registrado el 12 de enero de este mismo año.

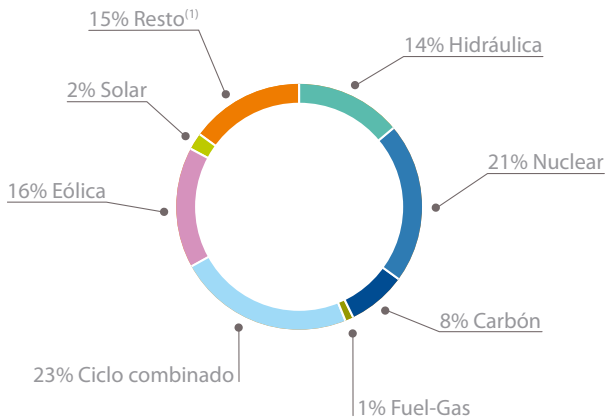
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Demanda anual (TWh/año)	235	253	265	257	266	262	241	265
Puntas (GWh/día)	983	1.014	1.148	1.074	1.149	1.037	1.127	1.166



Ciclos combinados de gas natural

- Según información facilitada por REE, en su "Avance del Informe de 2010", la participación de los ciclos combinados en la cobertura de la demanda eléctrica fue del 23%.
- Los ciclos dieron cobertura a la cuota máxima, seguidos por la nuclear con un 21%.

Cobertura de la demanda anual



R.E.: Régimen especial. (1) Incluye cogeneración (12%) y otras renovables (3%).

Solicitudes de Acceso al Sistema Gasista

- Se atendieron y gestionaron 1.317 solicitudes, equivalentes a un volumen de energía de 27.264 TWh, con servicios desde 1 de enero de 2010 hasta 30 de septiembre de 2036.
- El 100 % se respondió en el plazo establecido en el RD 949/2002.
- El informe de viabilidad del Gestor Técnico del Sistema fue positivo en el 99% de las solicitudes, estando el 16% de ellas sujeto a alguna condición.

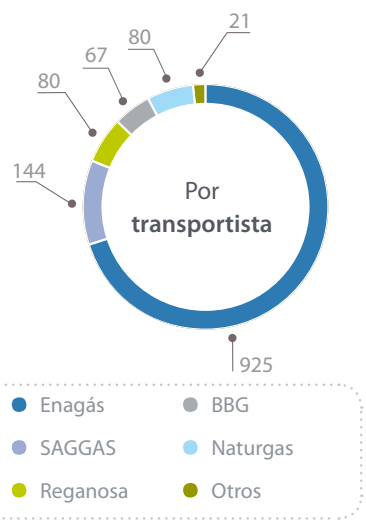
Detalle **de solicitudes gestionadas en el año**

Respuestas a las solicitudes de viabilidad

Por servicio solicitado

AASS	(Almacenamiento subterráneo)	21
CC	(Carga de cistemas)	73
R	(Regasificación)	321
RCT	(Reserva de capacidad trans-porte)	376
TB	(Puesta en frío)	1
TC	(Término de conducción)	451
TIE	(Tránsito internacional entrada)	31
TIS	(Tránsito internacional salida)	41
Otros servicios		2
Total		**1.317**

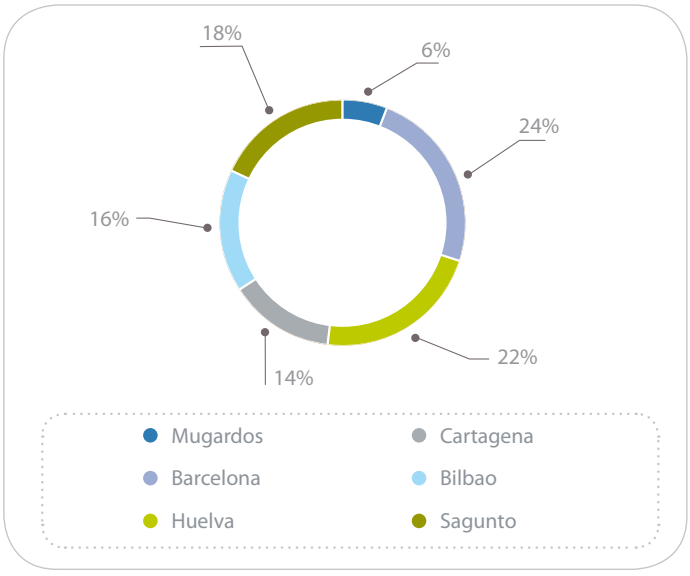
Por transportista



Buques descargados en plantas de regasificación

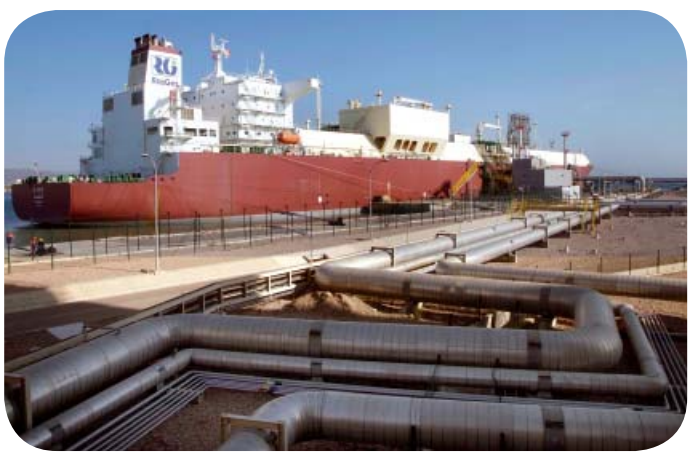
Buques descargados en **plantas de regasificación**

	Capacidad máxima buque		N.º descargas
	m³ GNL	GWh	
Q-Max	> 216.000	1.660	1
Q-Flex	150.000 < ≤ 216.000	1.500	13
Grandes	75.000 < ≤ 150.000	900	279
Medianos	40.000 < ≤ 75.000	485	58
Pequeños	≤ 40.000	220	84
		N.° Descargas en el año 2010	435



	GWh	N.º buques
Barcelona	77.484	118
Huelva	67.828	100
Cartagena	42.738	63
Bilbao	50.660	56
Sagunto	55.713	76
Mugardos	18.489	22
TOTAL		435

1ª descarga completa de un buque tipo Q-Flex, el Al Rekayyat de 216.200 m^3 de capacidad, en la Planta de Cartagena, durante los días 11 y 12 de enero.



1ª descarga completa de un buque tipo Q-Max, el Al Dafna, de 266.000 m^3 de capacidad, en la Planta de Sagunto, durante los días 6 y 7 de septiembre.

Fuente: SAGGAS

Nivel de llenado de los tanques de GNL

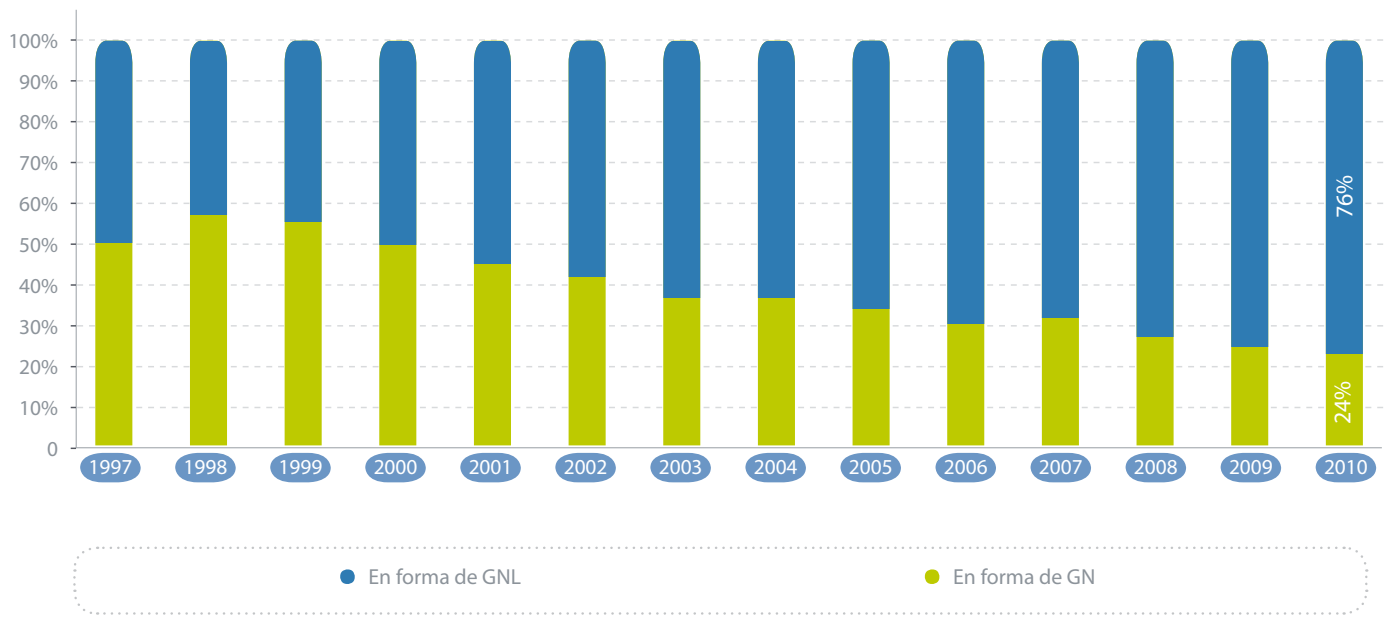
- El nivel medio de llenado de los tanques de GNL en las seis plantas de regasificación del Sistema fue del 47%, inferior a la mitad de la capacidad de almacenamiento instalada.
- En el último trimestre del año se incorporaron tres nuevos tanques, de 150.000 m^3 de GNL de capacidad de almacenamiento, en cada una de las plantas de Enagás: Barcelona, Cartagena y Huelva.
  - El Grupo de Trabajo de las NGTS promueve la utilización efectiva de las capacidades de almacenamiento instaladas mediante una de las Reglas Invernales, que modifica el límite de 8 días para incurrir en desbalances por exceso de GNL, establecido en las NGTS a raíz de la Orden ITC/3802/2008, hasta situarlo en 10 días, lo que facilita tanto la gestión de las existencias por parte de las comercializadoras como la propia seguridad del Sistema Gasista.

Plantas	existencias Tk's %	media	n.º días con existencias < 50%
Barcelona	47%	47%	216 días
Huelva	51%		178 días
Cartagena	45%		245 días
Sagunto	42%		266 días
Bilbao	55%		142 días
Mugardos	43%		238 días

Máxima participación del GNL en la cesta de suministros

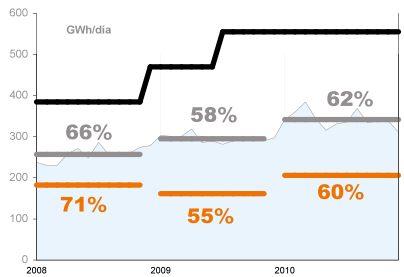
El 76% de los aprovisionamientos fueron en forma de gas natural licuado –GNL– siendo el valor máximo registrado desde el inicio del GME en octubre de 1996.

Aprovisionamientos de GN y GNL

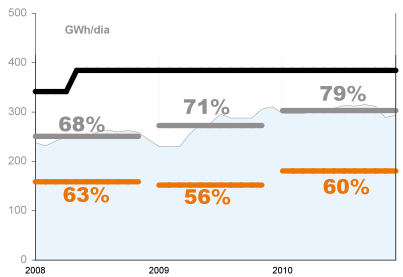


Utilización de la capacidad instalada y contratada de entrada

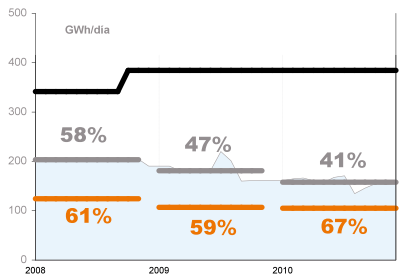
Planta BARCELONA



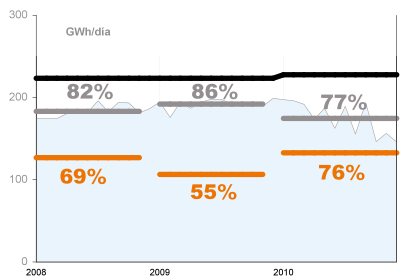
Planta HUELVA



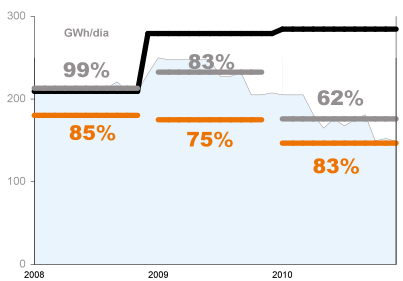
Planta CARTAGENA



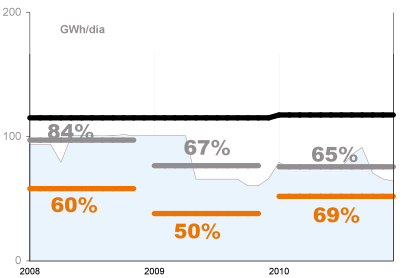
Planta BILBAO



Planta SAGUNTO

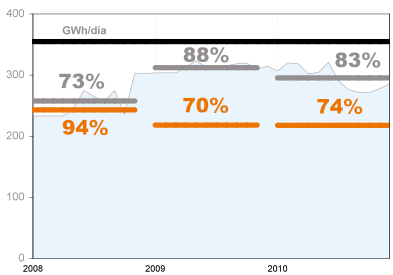


Planta MUGARDOS

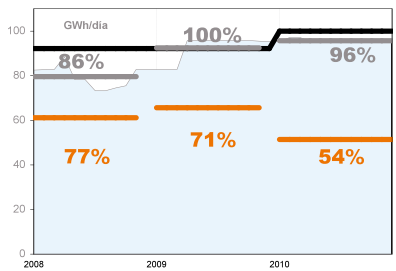


contratada | máx. contratable | % contratada vs.contratable | % utilizada vs.contratada

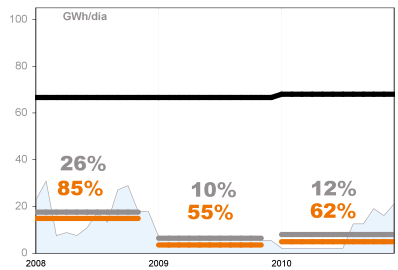
TARIFA



LARRAU Importación



BADAJOZ Importación



Se registran en estos gráficos tanto el nivel de contratación como su posterior utilización de la capacidad contratada de los últimos tres años para todos los puntos de entrada al Sistema Gasista.

Adicionalmente:

- Se contrató al 100% la capacidad ofertada en AASS, 28.070 GWh.
- Y se contrató también al 100% el peaje interrumpible ofertado, 150 GWh/día.

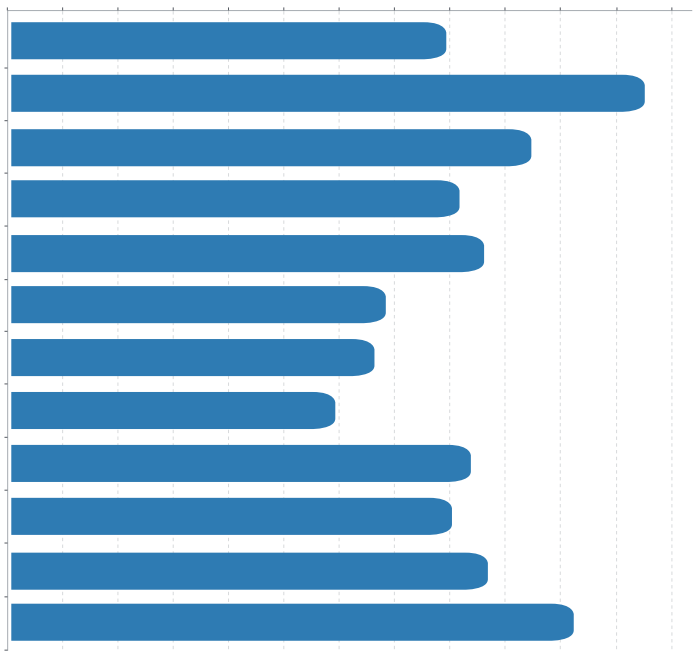
Mercado de gas entre comercializadores (MS-ATR)

Intercambios año 2010

Mes	Intercambios confirmados	Energía intercambiada GWh
Enero	3.154	79.220
Febrero	3.770	115.415
Marzo	3.791	94.712
Abril	2.264	81.713
Mayo	2.718	86.162
Junio	2.296	68.376
Julio	2.935	66.260
Agosto	2.652	59.068
Septiembre	2.956	83.754
Octubre	3.178	80.445
Noviembre	4.315	86.974
Diciembre	5.174	102.596
TOTALES	**39.203**	**1.004.695**

Energía intercambiada en 2009 **714.430 GWh**

Energía intercambiada vs. Demanda: **172%**



Evolución creciente en el volumen de gas intercambiado en el MS

Demanda Nacional en 2010 **400.700 GWh**

Energía intercambiada vs. Demanda: **251%**

- El mayor n.º de intercambios se registró en el AOC, con el 61% del total.
- La planta de Huelva concentró el mayor volumen de energía intercambiada, 331 TWh, equivalente al 83% de la demanda.

	N.º intercambios confirmados		Energía intercambiada	
			GWh	%
PLANTAS	**14.955**	**38,1%**	**926.678**	**92,2%**
Barcelona	4.271	10,9%	229.138	22,8%
Cartagena	1.808	4,6%	93.817	9,3%
Huelva	5.956	15,2%	331.463	33,0%
BBG	1.569	4,0%	148.570	14,8%
Saggas	698	1,8%	59.445	5,9%
Reganosa	653	1,7%	64.244	6,4%
AOC (incluye intercambios TUR)	24.095	61,5%	73.322	7,3%
AASS	153	0,4%	4.695	0,5%
TOTAL	**39.203**	**100%**	**1.004.695**	**100%**

Inyección/Extracción de los AASS

Inyección / Extracción de los AASS

	Inyección	Extracción	Total	
N.º órdenes	**11.559**	**7.857**	**19.416**	
flujo	9.777	6.786	16.563	
contraflujo	1.782	1.071	2.853	15%
Volumen de gas *(GWh)*	**13.073**	**15.711**	**28.784**	
flujo *(GWh)*	11.429	14.804	26.233	
contraflujo *(GWh)*	1.643	908	2.551	9%

Se gestionaron 40 operaciones en el Mercado Secundario de AASS, que dieron lugar a 18 transacciones casadas y 2 anuladas, de las que:

- 6 corresponden a mercado de capacidad, por un volumen de 1.309 GWh.
- y el resto negocian derechos de inyección o extracción.

Nuevos desarrollos para el SL-ATR

SL-ATR, Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes, es el sistema de información que posibilita la comunicación fluida y en tiempo real entre los distintos sujetos del Sistema Gasista, y da soporte a la gestión completa del ciclo completo de gas: solicitud de acceso, análisis de viabilidad, contratación, programaciones y nominaciones, respuestas de viabilidad, mercado de derechos de AASS, mediciones, calidad de gas, repartos y balances y datos soporte para facturación. En cumplimiento del Protocolo de Detalle PD04 de las NGTS.

El GTS mantiene actualizado este sistema, que es fácilmente accesible y garantiza la actualidad de la información suministrada, su seguridad y confidencialidad, así como el respeto a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación.

- **Iniciado proyecto para renovar en su totalidad el SL-ATR tanto desde el punto de vista funcional –nuevos procesos– como tecnológico –nueva plataforma mas acorde a las tendencias actuales del mercado.**
- **Generación automática diaria de los repartos N+1 por parte del GTS.**
  - Evitar el "apagón de balances" de los fines de semana mediante los repartos N+1, facilitando así información a los Clientes sobre su estado más actual de existencias, pilar fundamental en su toma de decisiones.
- **Coordinación de sistemas de información físico-comerciales, impactando el efecto de la última previsión diaria de temperatura en la programación diaria-mensual de demanda de las Comercializadoras.**
- **Plan de Mejora establecido con el sector sobre el SL-ATR actual.**

Transacciones en el SL-ATR

El incremento en el n.º de transacciones, superior a 20.000.000, se debió básicamente a los nuevos procesos matutinos que afectan a programaciones de demanda, balances y repartos, que aportan mayor visibilidad a la operativa diaria del Sector desde primera hora de la mañana, al incorporar la siguiente información procedente de los sistemas físicos del GTS:

- **Modulación de la programación:** en coordinación con los modelos predictivos físicos del GTS, Delfos y Patrones:
  - Impacto de la previsión de temperatura, facilitada por AEMET, en la programación de demanda convencional de los comercializadores.
- **Repartos N+1:** basados en valores de telemedida.
- **Repartos N+2:** inclusión de un primer reparto, con lo que se incrementan de 2 a 3 (5:00 h - 14:00 h - 21:00 h).
  - Proporciona un avance del consumo de centrales térmicas, ciclos combinados y grandes clientes industriales procedentes del sistema Orión, con posterior actualización en balances N+2.

Web Enagás, apartado GTS: informes nuevos o actualizados

Se mejoró la ordenación, destacado de novedades, implementación de calendarios temáticos activos, acceso a la documentación del Grupo de Trabajo de las NGTS. Entre las nuevas publicaciones destaca:

- Informe de **Capacidades Disponibles,** con frecuencia diaria, en infraestructuras de entrada-salida, con el mejor dato de contratación, programaciones, nominaciones y utilización real. Incluye la **oferta interrumpible en las conexiones internacionales "saturadas".**
- Informe de **Seguimiento de Demanda Diaria *online*,** que garantiza el acceso a la información más actualizada en todo momento.

Visitas a la web, apartado GTS

Visitas a la web

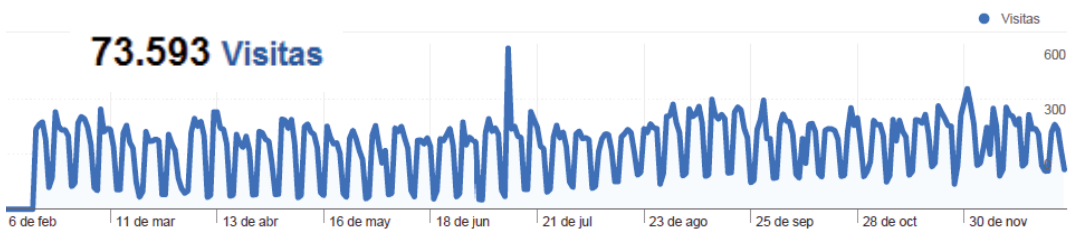
País/territorio	Visitas
España	46.002
Noruega	8.454
Alemania	6.404
Reino Unido	4.131
EE.UU.	2.185
Francia	1.426
Suiza	655
Portugal	586
México	369
Italia	348

Se multiplicó casi por 5 el n.º de visitas a este apartado de la web respecto al año anterior.

Las páginas visitadas totalizan 259.375.

Páginas más visitadas

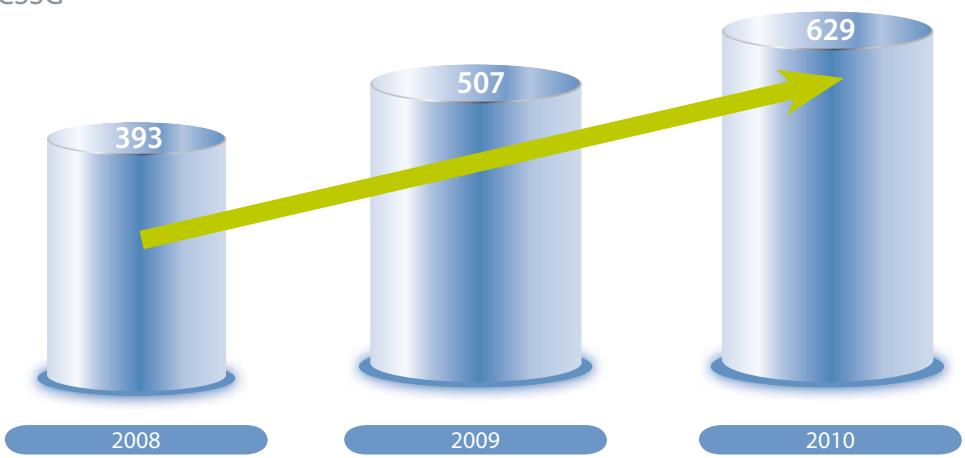
Páginas web	Páginas vistas
/es/Enagas- Demanda horaria de gas	34.357
/en/Enagas- Physical Status of the	19.738
/es/Enagas- Plan de operación	15.589
/en/Enagas- Hourly demand of natural	14.598
/es/Enagas- Operación del Sistema	13.674



Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG)

Las sesiones de este Comité se han consolidado como un medio directo de comunicación del sector, donde se presenta la información más actualizada de la actividad del Sistema Gasista.

N.º asistentes CSSG



Publicación notas de operación

Las notas de operación constituyen una vía formal de comunicación de…

- A priori: **Declaración de Situación de Operación Excepcional,** SOE* según cap. 10 NGTS.
  - Olas de frío.
  - Desvío de buques por cambios relevantes en la programación: régimen producción en Plantas, entradas por las Conexiones Internacionales o mantenimientos singulares.
- A posteriori: **Incidentes** en el sistema de transporte/distribución con repercusión en la atención de la demanda (corte a clientes).

Se dirigen al MITyC (Dirección General de Política Energética y Minas y Subdirección General de Hidrocarburos), con copia a la CNE, REE, UME y a los afectados. Se publican en la web.

Está sistematizada su numeración, seguimiento y cierre.

Se complementa con información relevante.

** Todas las SOE´s declaradas hasta la fecha han sido tipo "0". Nunca se han declarado tipo "1" ó "2"*

- **12 declaraciones de SOE tipo "0".**
  - 5 por olas de frío.
  - 7 por desvío de buques.
- **19 por incidentes en el sistema de transporte/distribución, subsanadas en pocas horas.**
- **4 por otros motivos.**

Edición
Enagás, S.A.
Dirección de Comunicación

Diseño y maquetación
Global Diseña, S. L.

Depósito legal
M-11273-2011

Impresión
Global Diseña, S. L.

Impreso en papel ecológico libre de cloro

Enagás GTS

Paseo de los Olmos, 19 • 28005 Madrid

Tel.: +34 917 099 400

gts@enagas.es • **www.enagas.es**