



El Sistema Gasista Español  
**Informe 2012**

---



Los datos relativos a 2012 contenidos en este informe podrían experimentar pequeñas variaciones tras el cierre contable del año.

El Sistema Gasista Español  
**Informe 2012**

---





01	Resumen de movimiento de gas	08
02	Demanda de gas natural	16
03	Aprovisionamientos de GN y GNL	38
04	Plantas de regasificación	56
05	Conexiones internacionales	84
06	Almacenamientos subterráneos	98
07	Transporte de gas	110
08	Desarrollo legislativo	132
09	Marcadores	160

**7** Años consecutivos con continuidad del suministro firme e interrumpible en la red de transporte (desde marzo de 2005)

**49.804** (+10% vs. 45.259 en 2011)  
Transacciones en el mercado secundario de gas, por un volumen de 454 TWh, equivalente al 115% de la demanda

**540** (+18% vs. 456 en 2011)  
Agentes con acceso al SL-ATR y MS mediante llaves e-token

**2.533** (+23% vs. 2.066 en 2011)  
Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 20.037 TWh

**185.300.000** (+24% vs. 149.800.000 en 2011)  
Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

**158.205** (+16,4% vs. 135.861 en 2011)  
GWh récord anual de aprovisionamientos en forma de GN

**28.894** GWh récord histórico de capacidad contratada en los AASS

**96.275** ··· Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

**16.426** ··· Accesos al Portal del SL-ATR 2.0

**42** ··· **(x2 vs. 18 en 2011)**  
Buques cargados de GNL en plantas de regasificación con destino mercados internacionales y enfriamiento de tanques

**278.008** ··· **(+6% vs. 263.056 en 2011)**  
GWh alcanzó la demanda convencional de gas natural, cifra que marca un récord histórico

**22.231** ··· Actualizaciones de información en el apartado GTS de la web de Enagás

**6** ··· Modificaciones legislativas de las NGTS

**10** ··· Protocolos de Detalle nuevos o revisados

**20** ··· Publicaciones de Notas de Operación, con 3 declaraciones de "Ola de Frío"







# 01

## Resumen de movimiento de gas

---

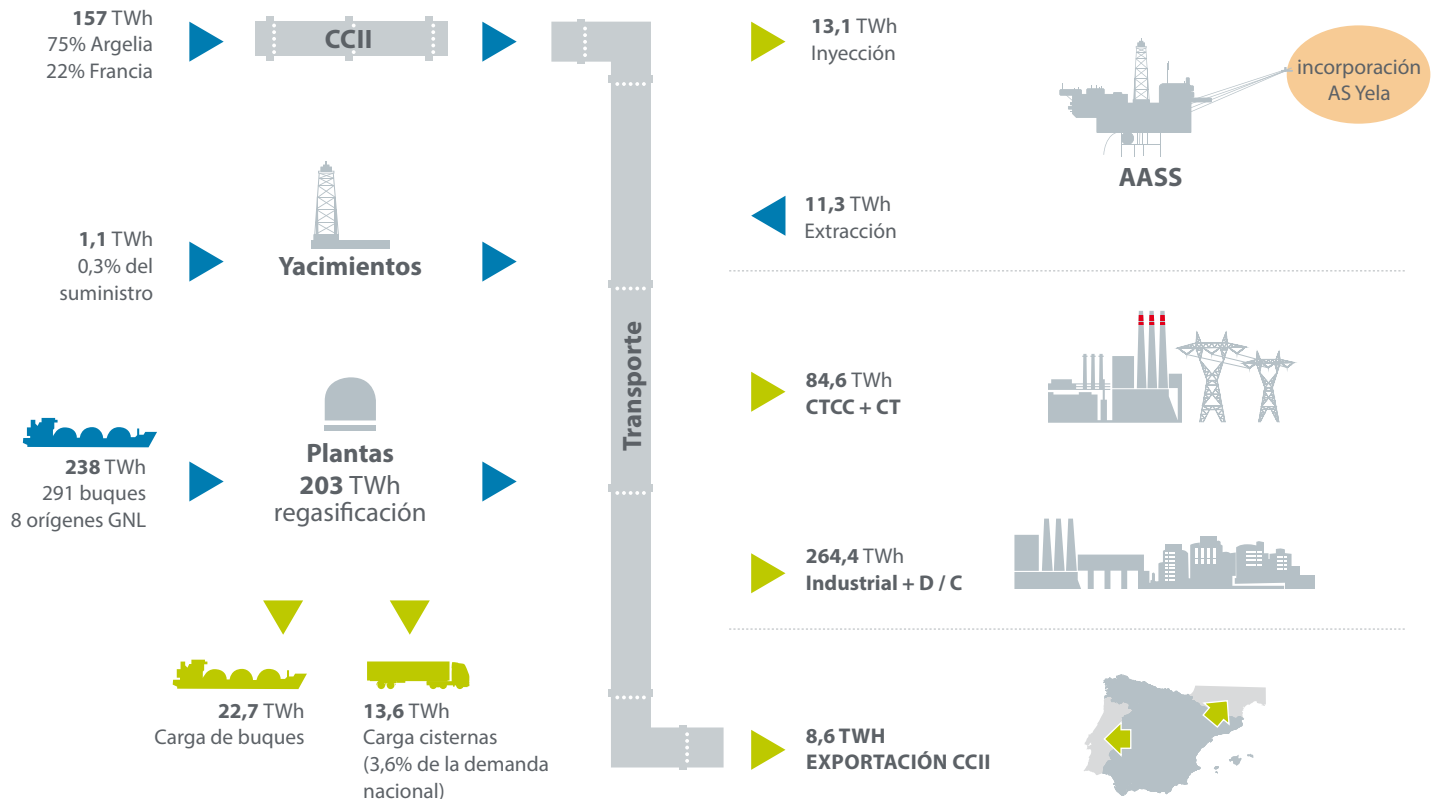
## En este informe se presentan los principales datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2012.

- A lo largo de todo el año se mantuvo la integridad de la red básica de regasificación, almacenamiento y transporte de gas natural, atendiendo la demanda en todo momento.
- La demanda nacional de gas natural registró una disminución del 3% respecto al ejercicio anterior, con 362.608 GWh. Este descenso estuvo motivado por el menor consumo de gas de las centrales de generación eléctrica, que se redujo un 23% respecto a 2011. Hay que remontarse al año 2004 para verificar un valor inferior. Por el contrario, la demanda convencional aumentó un 6% y alcanzó el valor máximo histórico.
- La demanda convencional de gas natural, que incluye el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, fue de 278.008 GWh en 2012, todo un éxito en un marco económico de contracción. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, la demanda convencional experimentó un crecimiento del 3,5%. Los principales factores que motivaron este aumento fueron la presencia de bajas temperaturas, que resultaron en general más frías que en 2011, destacando la importante "Ola de Frío" registrada durante la primera quincena del mes de febrero, y el mayor consumo industrial, principalmente el ligado a varias refinerías con cogeneraciones asociadas.
- El 3 de febrero se alcanzó un nuevo récord de demanda convencional nacional, con 1.249 GWh/día. El máximo de demanda nacional de 2012 se produjo el día 9 del mismo mes, con 1.643 GWh/día, muy por debajo del vigente récord de demanda nacional, registrado el día 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh/día.
- Las entregas de gas natural para generación de electricidad disminuyeron notablemente por la concurrencia del incremento de las aportaciones del régimen especial en un 11%, el aumento de la generación con carbón en un 30% y el descenso de la demanda de energía eléctrica en un 1,2%.
- Al igual que en años anteriores, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana.
- En 2012 los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 396 TWh, lo que supuso un descenso respecto a 2011 del 3%.

- El 60% de los suministros se recibieron en forma de gas natural licuado (GNL) y el 40% restante en forma de gas natural (GN). Por segundo año consecutivo, el GNL perdió cuota en la estructura del aprovisionamiento por el ascenso del gas procedente de Francia y Argelia con la Conexión Internacional de Almería, que ha registrado volúmenes crecientes desde su incorporación en marzo de 2011.
- El ejercicio también destacó por el ascenso del aprovisionamiento de GN a través de las conexiones internacionales: el saldo global se incrementó un 20% respecto a 2011.
- La utilización de la capacidad nominal de importación con Francia superó el 90%, lo que convirtió a Larrau en la conexión europea con mayor factor de utilización.
- Las exportaciones por conexiones internacionales registraron una caída del 23%, principalmente por el descenso de las exportaciones a Francia, mientras que el volumen de exportación a Portugal se mantuvo en los registros de 2011.
- Como en años anteriores, se mantuvo un alto grado de diversificación y se importó gas de 10 orígenes diferentes. Argelia, principal país aprovisionador, incrementó su cuota hasta el 40%, seguido de Nigeria (15%) y Qatar (12%), que perdieron peso en 2012.
- La descarga global de GNL en las plantas del Sistema se redujo un 10% con respecto a 2011. Se descargaron 291 buques en todo el año, 58 menos que en 2011, fundamentalmente por el incremento del GN y el aumento, por cuarto año consecutivo, del tamaño medio de las descargas.
- A finales de 2012 se concluyó la construcción de la nueva Planta de Regasificación de El Musel, en Gijón, y su entrada en operación quedó aplazada, de acuerdo a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012 de 30 marzo.
- El factor medio de utilización conjunto de las plantas de regasificación se situó en el 30% en 2012, con descensos significativos respecto a años anteriores en todas las terminales con la excepción de las plantas de Bilbao y Mugardos, que mantuvieron sus factores de utilización en valores similares a los registrados en 2011. Sin embargo, a nivel diario, el Sistema requirió producciones más altas y, en el mes de febrero, llegó a alcanzarse un factor global de utilización máximo del 53%.

- Coincidiendo con el final de una de las "Olas de Frío" más severas de los últimos años, en febrero de 2012 el Sistema recurrió a la reserva invernal de GNL, contemplada en el Plan de Actuación Invernal (Resolución de 23 de noviembre de 2011), para atender la demanda de gas natural del país. Ese día, las existencias de GNL se situaron en 4.259 GWh, equivalentes al 19% de la capacidad de almacenamiento.
- El año 2012 destacó también por el importante incremento de las operaciones de recarga de GNL en buques metaneros en las terminales de Huelva, Cartagena y Mugaridos. En el cómputo global, las 42 operaciones realizadas acumularon 22,7 TWh, superando ampliamente el máximo histórico de 8,1 TWh que se registró en 2011.
- La capacidad total de almacenamiento subterráneo se amplió de manera significativa en 2012, al sumarse a los almacenamientos de Serrablo y Gaviota la primera fase del Almacenamiento Subterráneo Marismas y del Almacenamiento Yela. La incorporación al Sistema del Almacenamiento Subterráneo Castor quedó paralizada por una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.
- El día 1 de abril se incorporó Marismas como almacenamiento básico, lo que aumentó la capacidad operativa en 550 GWh. Este almacenamiento, situado en el término municipal de Almonte (Huelva), es un antiguo yacimiento de gas que finalizó su vida útil antes de extraer el gas colchón necesario para su explotación como almacenamiento subterráneo.
- El Almacenamiento Yela, situado en Guadalajara, inició el proceso de inyección de gas en agosto de 2012, y en diciembre del mismo año se realizaron las primeras pruebas de extracción. La capacidad de extracción final cubrirá cerca del 90% de la demanda punta actual de la zona centro. Esto constituye un elemento de garantía de suministro a un área de gran consumo residencial, alejada del resto de puntos de entrada al Sistema.
- A lo largo de 2012 se incorporaron varias infraestructuras de transporte de gas que contribuyen significativamente a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista. Cabe destacar la entrada en operación de:
  - el último tramo de la duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna (tramo centro), en mayo de 2012.
  - el tramo Martorell-Hostalrich del Gasoducto Martorell-Figueras, en septiembre de 2012, y su conexión con el ramal a Besós, que entró en operación en agosto de 2011, mejorando el nivel de mallado de las redes que alimentan el área metropolitana de Barcelona.
  - el Gasoducto Yela-Villar de Arnedo, en mayo de 2012; un nuevo eje que conecta la zona centro, donde se ubica el Almacenamiento Subterráneo Yela, con el Valle del Ebro y el País Vasco.

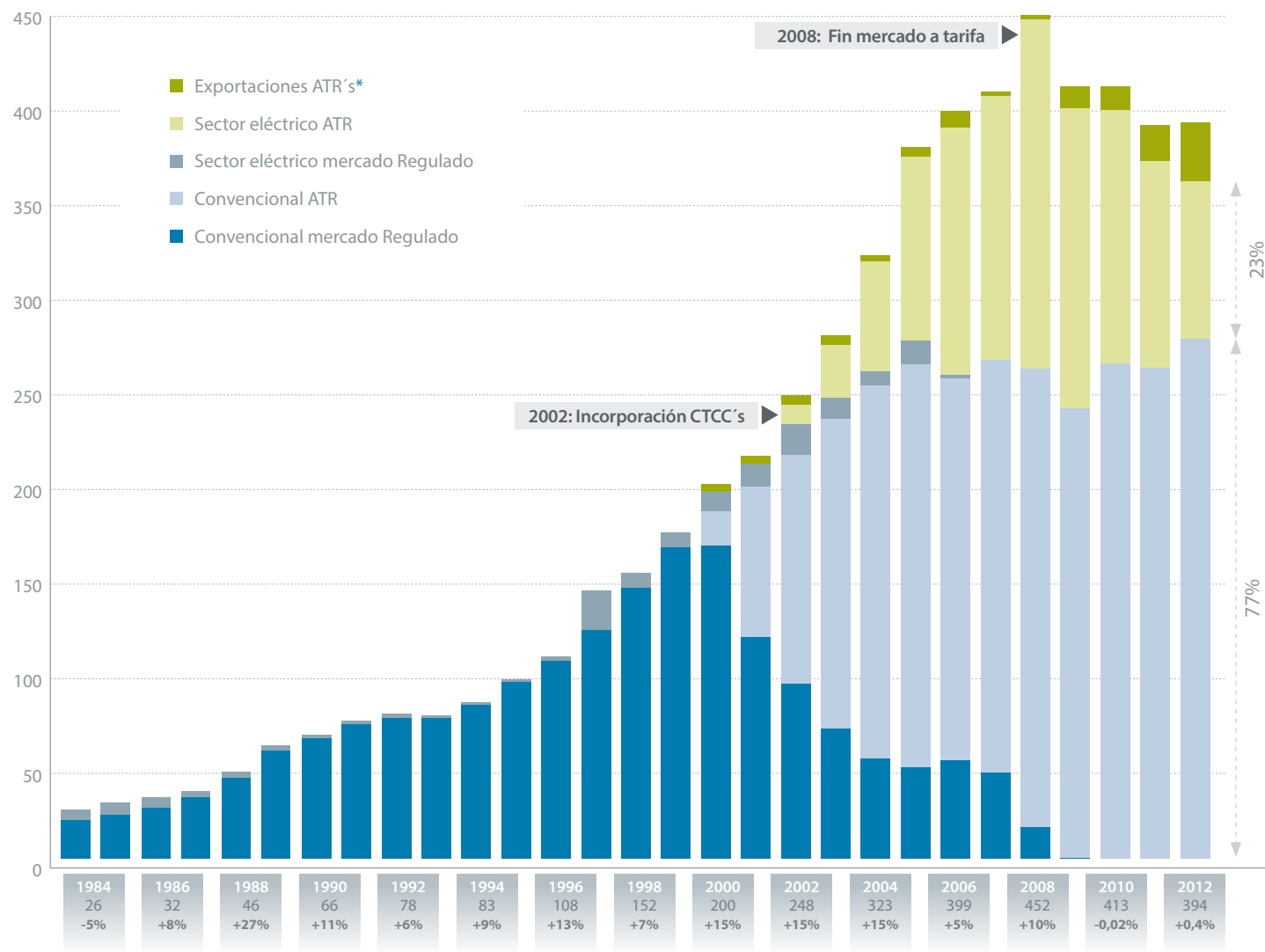
## Cadena de valor del Sistema Gasista español en 2012



No se incluye el gas del GME en tránsito hacia Portugal.

## Evolución de las entregas de gas

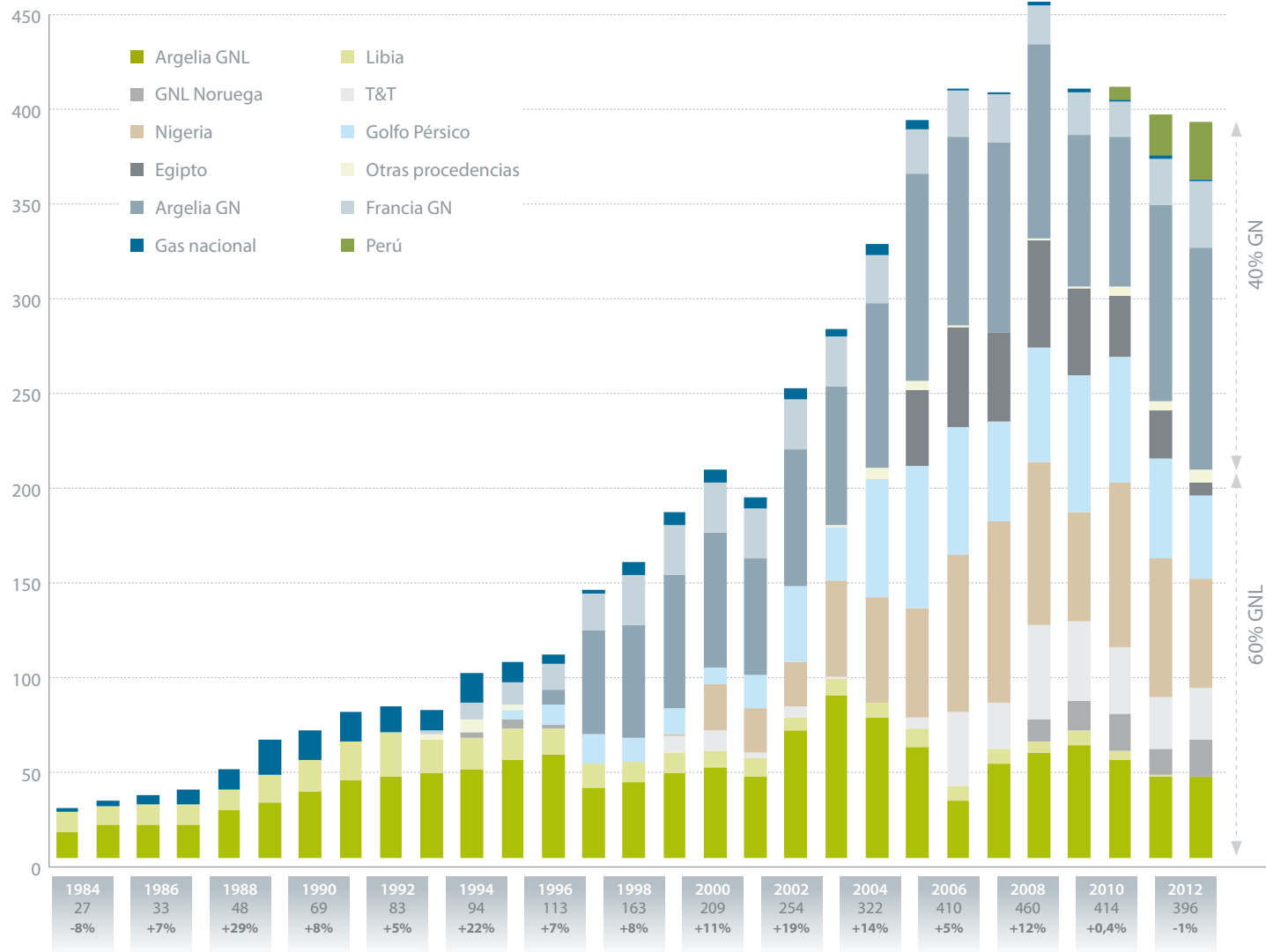
(TWh/año)



\* Se incluyen las exportaciones por conexiones internacionales y los transvases de GNL

## Evolución de los aprovisionamientos

(TWh/año)



Esta evolución histórica recoge la información comercial de aprovisionamiento del Sistema.







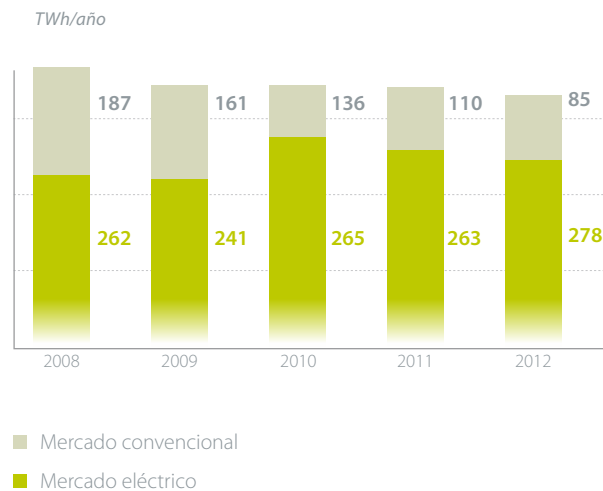
02

**Demanda**  
de gas natural

---

**En el año 2012, la demanda gasista nacional alcanzó los 362.608 GWh, lo que supuso un decrecimiento del 3% con respecto al año anterior.**

La demanda convencional, que engloba tanto el sector industrial (incluido el consumo de gas ligado a la cogeneración industrial) como el doméstico y comercial, finalizó el ejercicio con un crecimiento del 6% respecto a 2011. Las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales bicomcombustibles descendieron un 23% y es necesario remontarse al año 2004 para advertir un valor inferior.

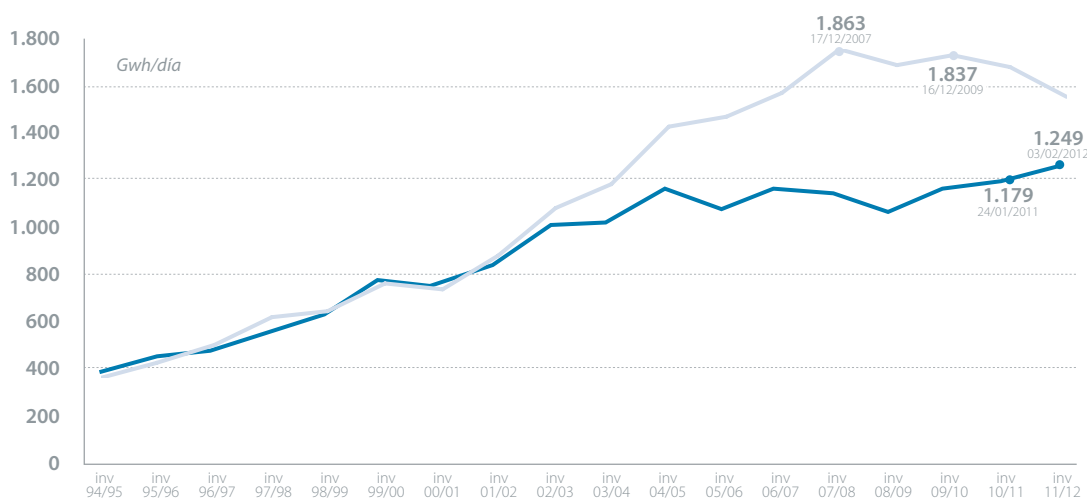


Unidad: GWh

	2008	2009	2010	2011	2012	
	real	real	real	real	cierre	% s/año 2011
<b>Mercado NACIONAL</b>	<b>449.389</b>	<b>401.855</b>	<b>400.700</b>	<b>372.976</b>	<b>362.608</b>	<b>-2,8%</b>
Convencional nacional	261.921	241.062	265.083	263.056	278.008	+5,7%
Sector eléctrico	187.468	160.793	135.617	109.920	84.600	-23,0%
Exportaciones CI	2.145	11.564	12.576	11.130	8.578	-22,9%
Salidas Valle Guadalupe	1.441	1.495	806			-
Carga buques*			77	8.091	22.697	>100%
Gas de operación + gas talón	1.665	1.237	1.856	1.403	2.991	+113%
<b>Transporte actividad regulada</b>	<b>454.641</b>	<b>416.151</b>	<b>416.015</b>	<b>393.601</b>	<b>396.874</b>	<b>+0,8%</b>

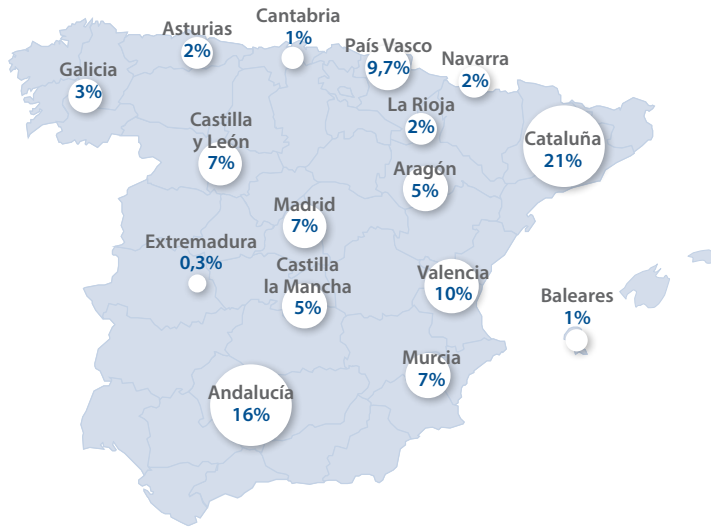
\* Incluye puestas en frío.

El 3 de febrero de 2012 se alcanzó un nuevo récord de demanda convencional nacional, con 1.249 GWh/día. El máximo de demanda nacional del año se produjo el día 9 de febrero con 1.643 GWh/día, muy por debajo del vigente récord de demanda nacional registrado el día 17 de diciembre de 2007, con 1.863 GWh/día.



— Máximos invernales demanda convencional

— Máximos invernales demanda convencional + CTCC + CT



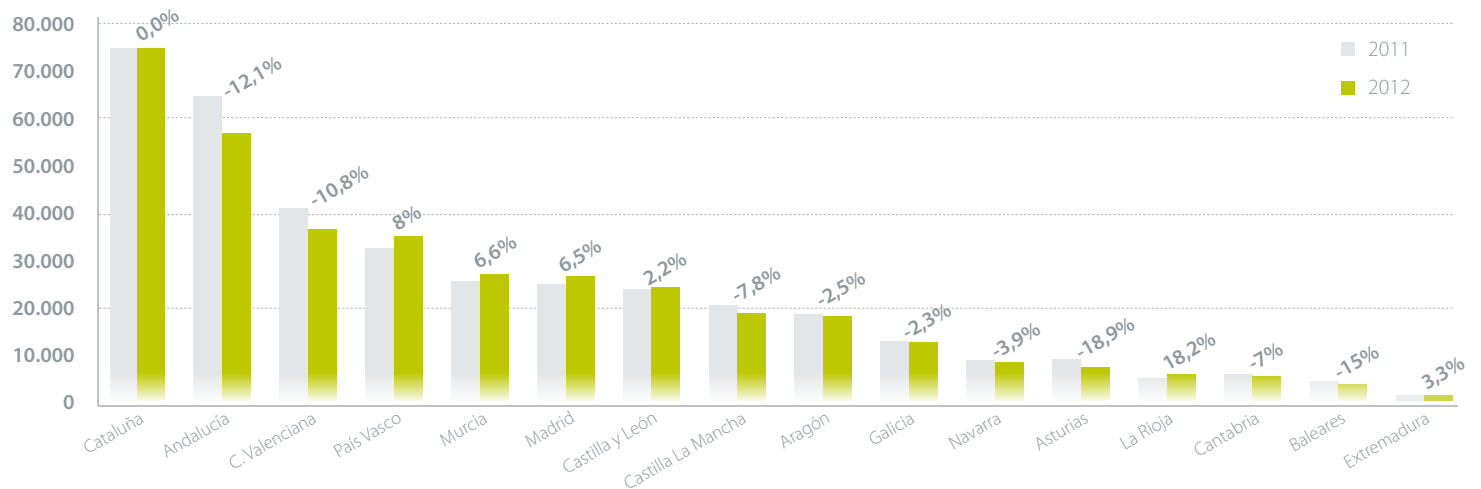
## Demanda total por comunidades autónomas y zonas

Al igual que en años anteriores, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana.

Las únicas comunidades que incrementaron su consumo de gas con respecto al año anterior fueron País Vasco, Murcia, Madrid, Castilla y León, La Rioja y Extremadura.

## Evolución del mercado nacional de gas por CCAA

Unidad: GWh



En cuanto a la demanda por zonas gasistas, definidas según el Protocolo de Detalle PD-02, se observó un incremento significativo de la demanda convencional, especialmente en la Zona I.

Se produjo un descenso generalizado en las entregas de gas para generación eléctrica, a excepción de la Zona III que experimentó un leve crecimiento.

### Demanda nacional por zonas

Unidad: GWh/mes

		Demanda total nacional		
		2011	2012	Δ
<b>Zona I</b>	Levante	67.150	63.937	-5%
<b>Zona II</b>	Cataluña	72.099	72.366	0%
<b>Zona III</b>	V. Ebro y País Vasco	64.351	67.035	4%
<b>Zona IV</b>	Noroeste	31.964	29.031	-9%
<b>Zona V</b>	Resto oeste de Haro	124.179	116.648	-6%
<b>TOTAL</b>		<b>359.743</b>	<b>349.017</b>	<b>-3%</b>

		Demanda convencional		
<i>No incluye cisternas</i>		2011	2012	Δ
<b>Zona I</b>	Levante	38.364	44.604	16%
<b>Zona II</b>	Cataluña	51.115	54.006	6%
<b>Zona III</b>	V. Ebro y País Vasco	49.155	51.394	5%
<b>Zona IV</b>	Noroeste	23.515	24.531	4%
<b>Zona V</b>	Resto oeste de Haro	87.674	89.882	3%
<b>TOTAL</b>		<b>249.823</b>	<b>264.417</b>	<b>6%</b>

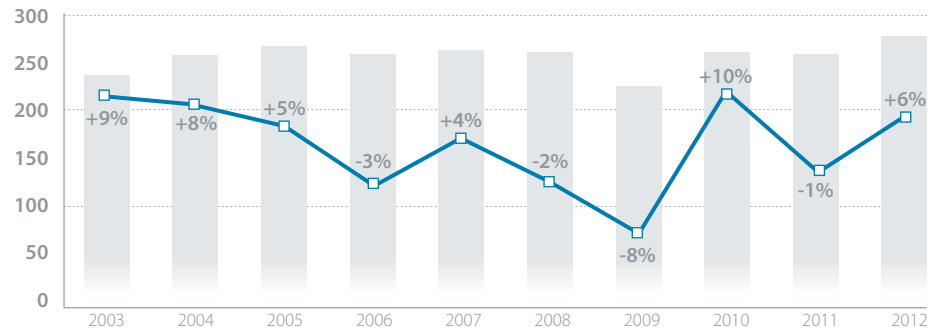
		Entregas para el sector eléctrico		
		2011	2012	Δ
<b>Zona I</b>	Levante	28.785	19.333	-33%
<b>Zona II</b>	Cataluña	20.984	18.361	-13%
<b>Zona III</b>	V. Ebro y País Vasco	15.196	15.640	3%
<b>Zona IV</b>	Noroeste	8.448	4.500	-47%
<b>Zona V</b>	Resto oeste de Haro	36.506	26.766	-27%
<b>TOTAL</b>		<b>109.920</b>	<b>84.600</b>	<b>-23%</b>

## Demanda convencional

En el ejercicio 2012, el sector convencional alcanzó los 278.008 GWh, lo que supuso un crecimiento del 6%, todo un éxito en un marco económico de contracción con un cierre del PIB de -1,42%, según la estimación publicada por el Instituto Nacional de Estadística en su avance sobre la Contabilidad Nacional Trimestral del cuarto trimestre.

### Demanda convencional

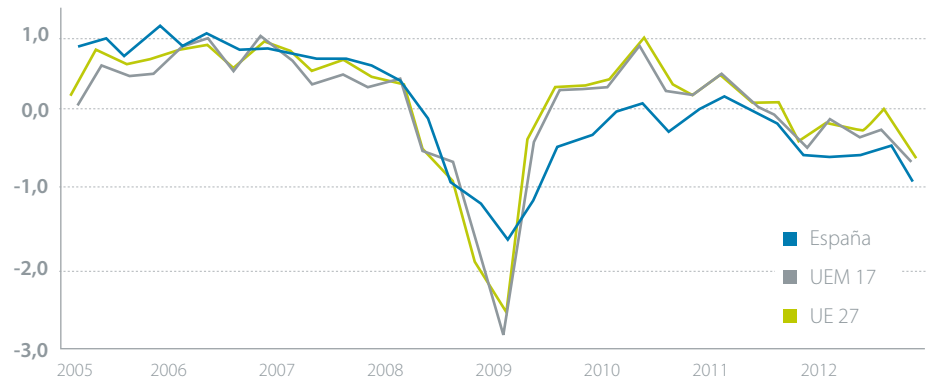
TWh/año



### Producto Interior Bruto

Tasas de variación intertrimestrales

Fuente: INE



Volumen encadenado referencia 2008

Este crecimiento del 6%, corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, resultó ser del 4%.

Los principales factores que motivaron el aumento de consumo en el sector convencional fueron:

- La presencia de bajas temperaturas, que resultaron en general más frías que en 2011, destacando la importante “Ola de Frío” registrada durante la primera quincena del mes de febrero.
- El mayor consumo industrial, principalmente el ligado a varias refinerías con cogeneraciones asociadas.

### Demanda convencional 2012



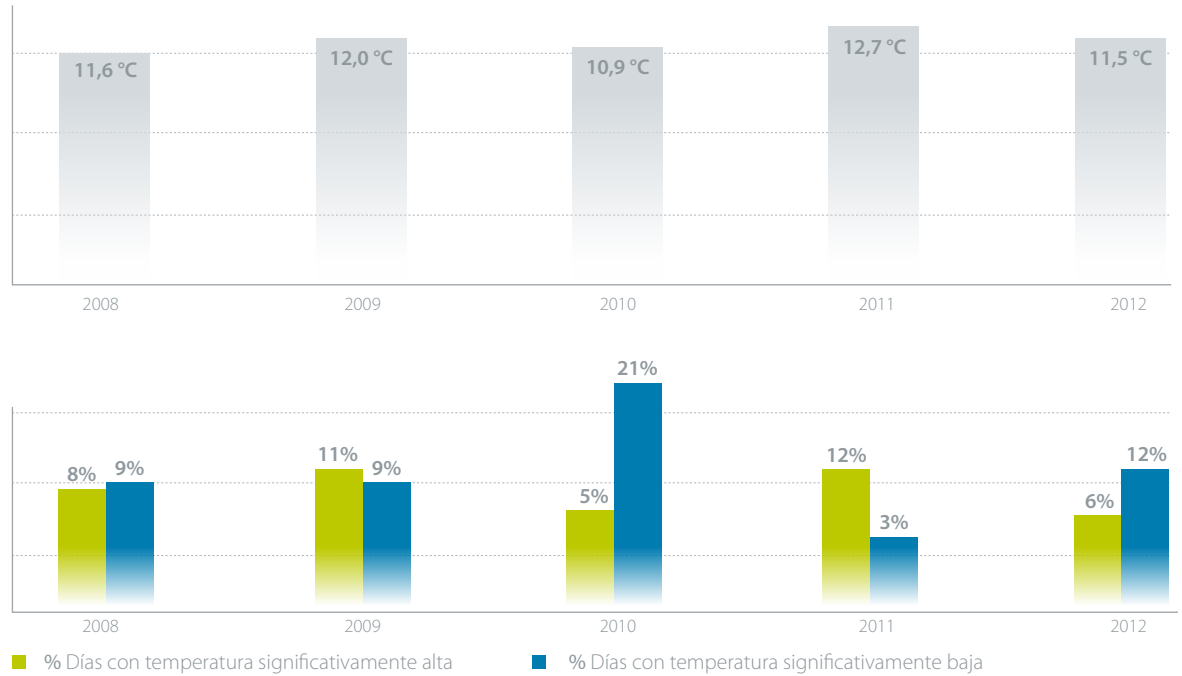
- Demanda base 2012
- Incremento cogeneración
- Demanda 2012

	Gwh/año	% s.2011
<b>Demanda convencional 2011</b>	263.056	-
Demanda BASE 2012	266.214	4,3%
Δ frío/calor laboralidad	3.370	-
Δ Cogeneración 2012 s/ 2011	8.424	-
<b>Demanda convencional cierre 2012</b>	278.008	5,7%

Los meses del año en los que la temperatura tiene influencia en la demanda convencional son los invernales, por el efecto de los aparatos de calefacción en el consumo residencial. Comparando la temperatura media de estos meses en los últimos cinco años se observa que 2012 fue 1,2 °C más frío que 2011, aunque el año más frío de los últimos cinco continúa siendo 2010, cuando el 21% de los días del invierno las temperaturas fueron significativamente bajas.

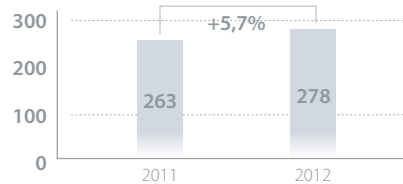
### Temperatura media diaria del Sistema Gasista

en los meses de ene., feb., mar., abr., may., oct., nov. y dic.



### Demanda convencional

TWh/año

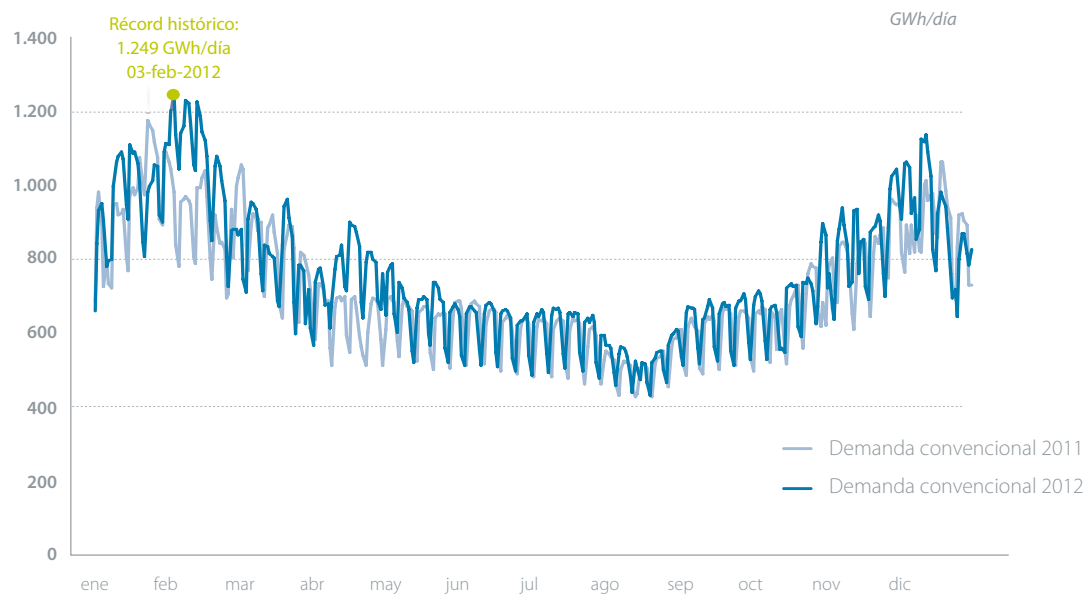


De los 15 TWh de incremento del sector convencional de 2012 frente a 2011, 4,8 TWh estuvieron motivados por la variación de temperaturas y laboralidad, incluido la presencia de un día más por ser 2012 bisiesto. De estos 4,8 TWh, 3,4 TWh se debieron a las variaciones respecto a un año con temperaturas normales, y el resto, 1,4 TWh, se imputan a que 2011 fue en su conjunto un año ligeramente cálido respecto a las temperaturas normales.



Los otros 10,2 TWh restantes correspondieron al crecimiento del sector industrial. Este aumento fue claramente observable en los meses estivales, en los que las altas temperaturas estabilizan el consumo residencial y dejan patente el consumo industrial; en estos meses se pudo constatar un crecimiento medio de en torno a 20 GWh/día.

### Demanda convencional 2011 y 2012



### Valoración de temperaturas

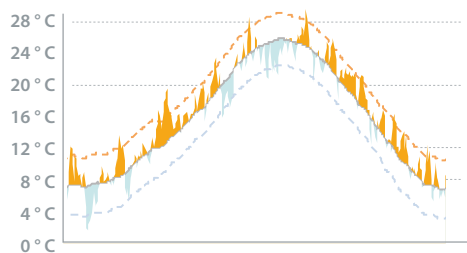
A continuación se muestra la evolución gráfica de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2012. Esta curva de temperaturas se construye como ponderación de los observatorios meteorológicos más próximos a los principales núcleos de consumo residencial de gas natural.

A pesar de que los meses invernales son los de mayor influencia en la demanda de gas por su efecto en el sector convencional, las olas de calor durante los meses estivales pueden provocar incrementos de consumo en las centrales de generación de ciclo combinado si el mix de generación eléctrica así lo requiere.

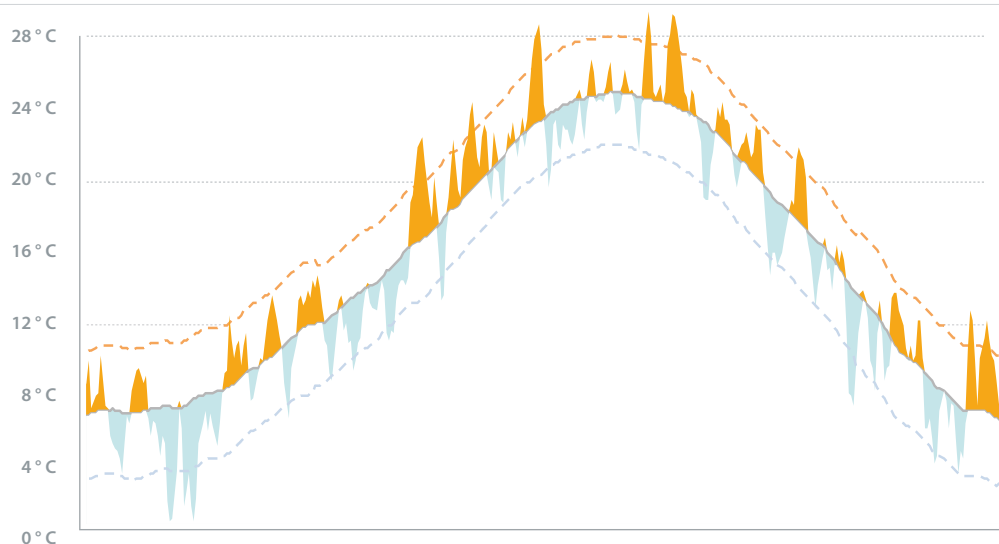
## 02

## Demanda de gas natural

2011



2012



En el detalle mensual destaca el frío acumulado en el mes de febrero de 2012:

Valoración frío/calor	ene-11	feb-11	mar-11	abr-11	may-11	jun-11	jul-11	ago-11	sep-11	oct-11	nov-11	dic-11	2011
$\Sigma$ °C por exceso vs. tª media	38 °C	35 °C	19 °C	75 °C	42 °C	19 °C	3 °C	24 °C	43 °C	45 °C	52 °C	36 °C	432 °C
$\Sigma$ °C por defecto vs. tª media	-39 °C	-7 °C	-20 °C	-0 °C	-4 °C	-38 °C	-51 °C	-14 °C	-8 °C	-9 °C	-5 °C	-8 °C	-203 °C
<b>Variación</b>	<b>-0,3 °C</b>	<b>28 °C</b>	<b>-0,5 °C</b>	<b>75 °C</b>	<b>39 °C</b>	<b>-18 °C</b>	<b>-48 °C</b>	<b>9 °C</b>	<b>36 °C</b>	<b>36 °C</b>	<b>47 °C</b>	<b>28 °C</b>	<b>229 °C</b>
Valoración frío/calor	ene-12	feb-12	mar-12	abr-12	may-12	jun-12	jul-12	ago-12	sep-12	oct-12	dic-12	dic-12	2012
$\Sigma$ °C por exceso vs. tª media	23 °C	12 °C	36 °C	7 °C	55 °C	44 °C	10 °C	49 °C	25 °C	23 °C	21 °C	43 °C	349 °C
$\Sigma$ °C por defecto vs. tª media	-25 °C	-72 °C	-15 °C	-47 °C	-24 °C	-11 °C	-30 °C	-11 °C	-32 °C	-44 °C	-32 °C	-26 °C	-370 °C
<b>Variación</b>	<b>-2 °C</b>	<b>-60 °C</b>	<b>20 °C</b>	<b>-40 °C</b>	<b>31 °C</b>	<b>33 °C</b>	<b>-20 °C</b>	<b>38 °C</b>	<b>-7 °C</b>	<b>-21 °C</b>	<b>-11 °C</b>	<b>17 °C</b>	<b>-21 °C</b>

En 2012 se contabilizaron cuatro Notas de Operación relativas a temperaturas:

#### Nota de Operación nº 4: Resumen "Ola de Frío"

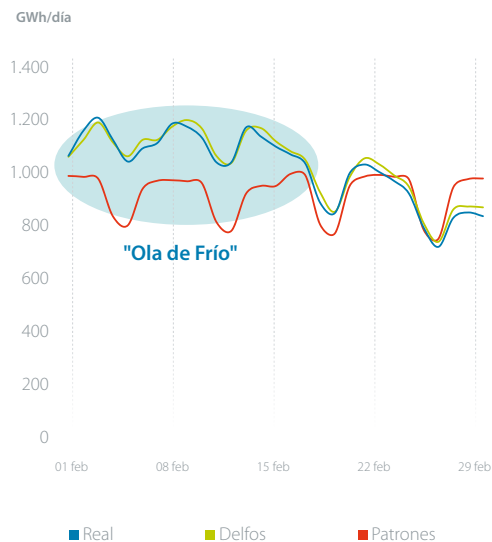
Como consecuencia de las bajas temperaturas desde finales de enero hasta mediados de febrero, se publicó la Nota de Operación nº 4, declarando una situación de "Ola de Frío". Este episodio, comprendido entre el 2 y el 17 de febrero de 2012, resultó ser uno de los más extremos de los últimos años que asoló Europa, principalmente Centroeuropa y Europa del Este. Países como Italia, Grecia y Polonia declararon situaciones de alerta gasista, e incluso de emergencia, y recurrieron en ciertos casos al corte de interrumpibles, restricciones en ciclos combinados y extracción de reservas estratégicas en almacenamientos subterráneos. Los precios del gas en los mercados spot de Europa en esos días llegaron a duplicarse.

En España, durante este periodo se superó en varias ocasiones el récord de demanda convencional. En concreto, el 3 de febrero de 2012 se registró el actual máximo, 1.249 GWh/día. La demanda, no obstante, fue atendida con normalidad.

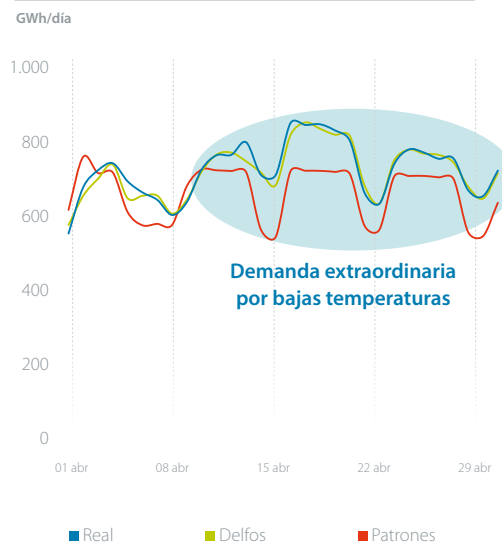
#### Nota de Operación nº 7: Aumento de la demanda por bajas temperaturas

El día 11 de abril se declaró, de nuevo, Situación de Operación Excepcional como consecuencia de las previsiones de bajas temperaturas proporcionadas por la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET).

Febrero 2012



Abril 2012



### Nota de Operación nº 17: Aumento de la demanda por bajas temperaturas

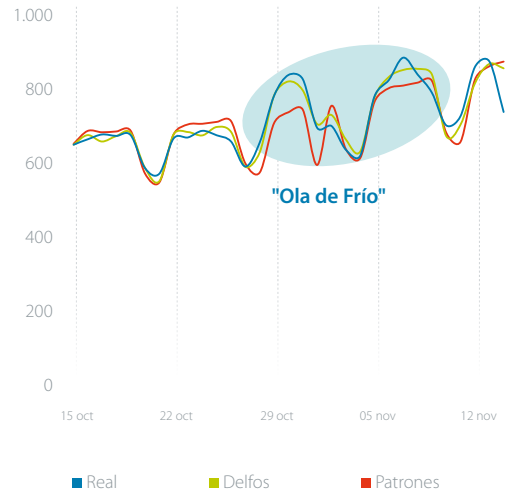
La estimación de un incremento de demanda como consecuencia de la previsión de bajas temperaturas anunciada por la AEMET supuso la declaración de una nueva Situación de Operación Excepcional y se publicó la Nota de Operación nº 17.

### Nota de Operación nº 20: Aumento de la demanda por bajas temperaturas

El día 27 de noviembre, ante el anuncio por parte de la AEMET, de descensos en las temperaturas previstas, se procedió a la declaración de una nueva Situación de Operación Excepcional, avisando de los incrementos de demanda estimados.

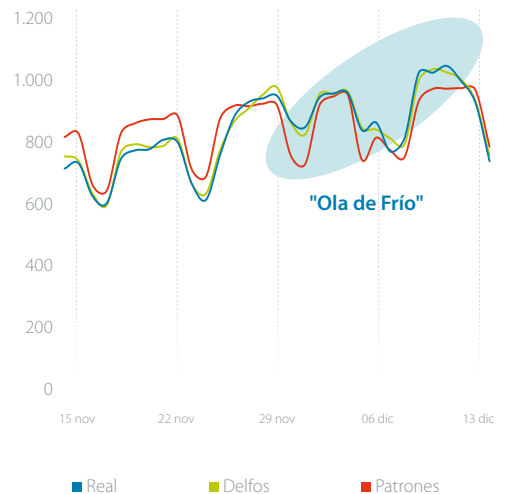
Octubre-Noviembre 2012

GWh/día



Noviembre-Diciembre 2012

GWh/día



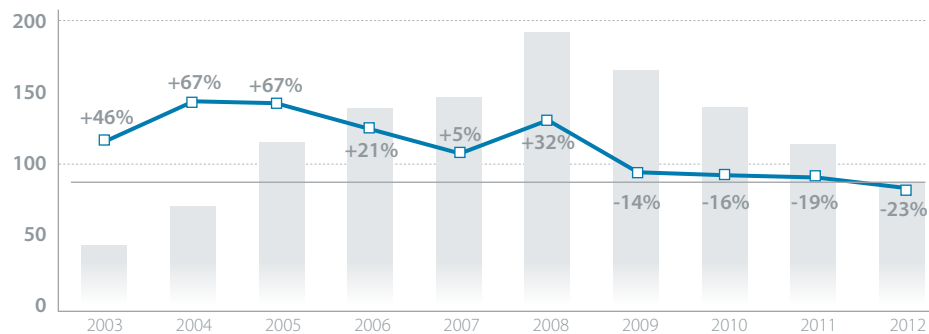


## Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2012, las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 84.600 GWh, lo que supone un descenso del 23% respecto al año 2011. Esta cifra fue inferior a la registrada en los últimos años y es necesario remontarse al año 2004 para advertir un dato menor.

### Entregas de gas para generación eléctrica

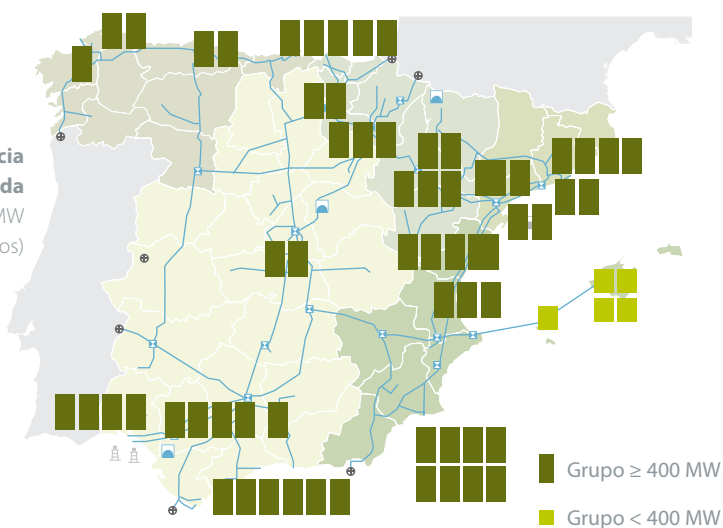
TWh/año



# 02

## Demanda de gas natural

**Potencia instalada**  
26.251 MW  
(67 grupos)



El 99% de este consumo correspondió a entregas de gas a ciclos combinados y el resto, 1.049 GWh, al consumo de gas de las centrales térmicas bicomcombustibles, cuyo uso es cada vez más marginal.

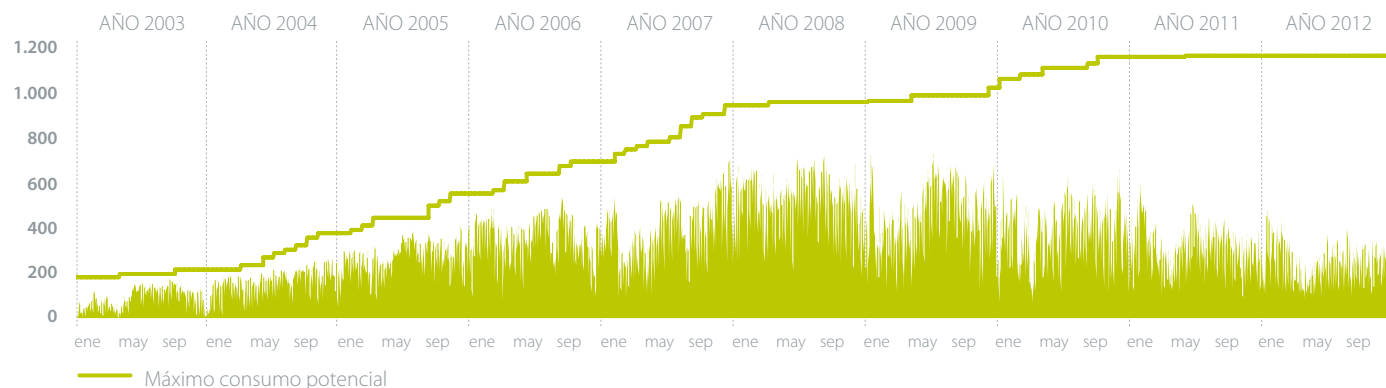
En 2012 no se incorporó nueva potencia de ciclo combinado en el sistema eléctrico, manteniéndose los 26.251 MW.

En cuanto a la utilización de la potencia ya instalada, en 2012, tan solo se alcanzó el 19% como parámetro medio. El máximo consumo diario de los ciclos fue 491 GWh/día, equivalente al 41,5% de utilización, registrado el 13 de enero de 2012. El mínimo del año se registró el 23 de septiembre con 85 GWh/día de consumo.

		ene	feb	mar	abr	may	jun
Año 2008	Pot. Inst. MW	20.958	20.958	20.958	21.390	21.390	21.390
	Consumo GWh	16.618	16.476	14.136	14.465	14.874	15.587
		56%	60%	48%	50%	49%	53%
Año 2009	Pot. Inst. MW	21.390	21.390	21.390	21.390	21.815	21.815
	Consumo GWh	12.474	9.423	10.526	11.274	11.240	15.683
		41%	34%	35%	38%	36%	52%
Año 2010	Pot. Inst. MW	23.913	23.913	24.338	24.338	24.986	24.986
	Consumo GWh	11.265	10.253	9.080	9.356	9.655	11.530
		34%	34%	27%	28%	28%	34%
Año 2011	Pot. Inst. MW	26.114	26.114	26.114	26.114	26.114	26.251
	Consumo GWh	11.013	9.877	8.835	6.234	8.956	10.394
		30%	30%	24%	18%	24%	29%
Año 2012	Pot. Inst. MW	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	9.138	8.604	6.817	5.056	5.319	6.778
		25%	25%	19%	14%	15%	19%

## Evolución CTCC's

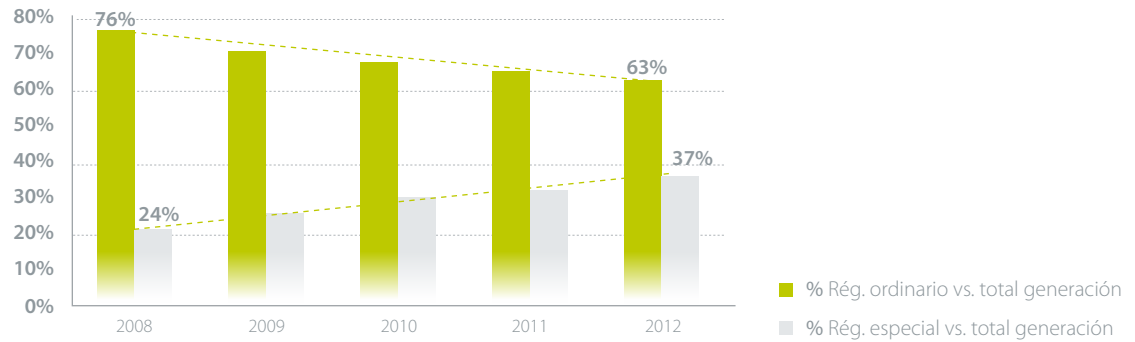
GWh/día



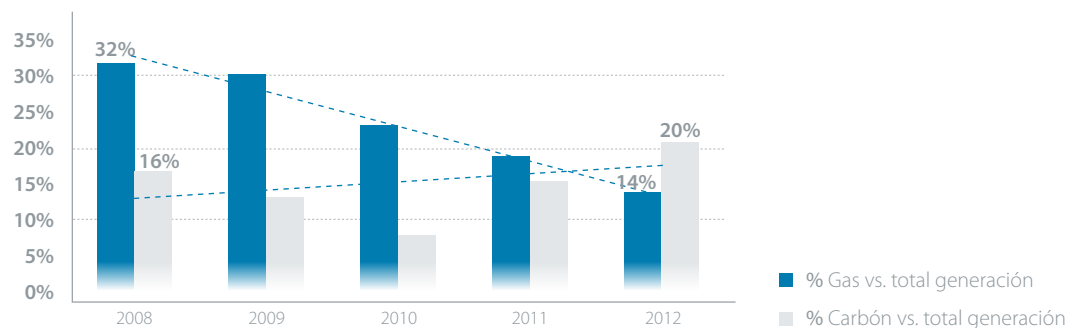
jul	ago	sep	oct	nov	dic	año	f. utilización
21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390		
18.188	16.986	16.128	14.978	14.107	12.062	184.605	52%
60%	56%	55%	50%	48%	40%		
21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815		
17.538	16.817	15.426	13.736	11.753	12.912	158.802	44%
57%	54%	51%	44%	39%	40%		
24.986	24.986	25.410	25.646	26.114	26.114		
14.249	12.148	13.160	11.306	11.848	10.651	134.500	33%
41%	35%	38%	31%	34%	30%		
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251		
9.928	10.378	9.880	8.417	7.546	7.462	108.921	25%
27%	28%	28%	23%	21%	20%		
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251		
7.413	7.710	6.397	7.304	6.693	6.322	83.551	19%
20%	21%	18%	20%	19%	17%		

La menor generación eléctrica de los ciclos combinados en 2012 y, por tanto, su menor consumo de gas natural, fue consecuencia de la simultaneidad de los siguientes factores:

- El aumento en un 11% de las aportaciones del régimen especial. Concretamente, la generación eólica aumentó un 15% y la generación solar, un 27%.



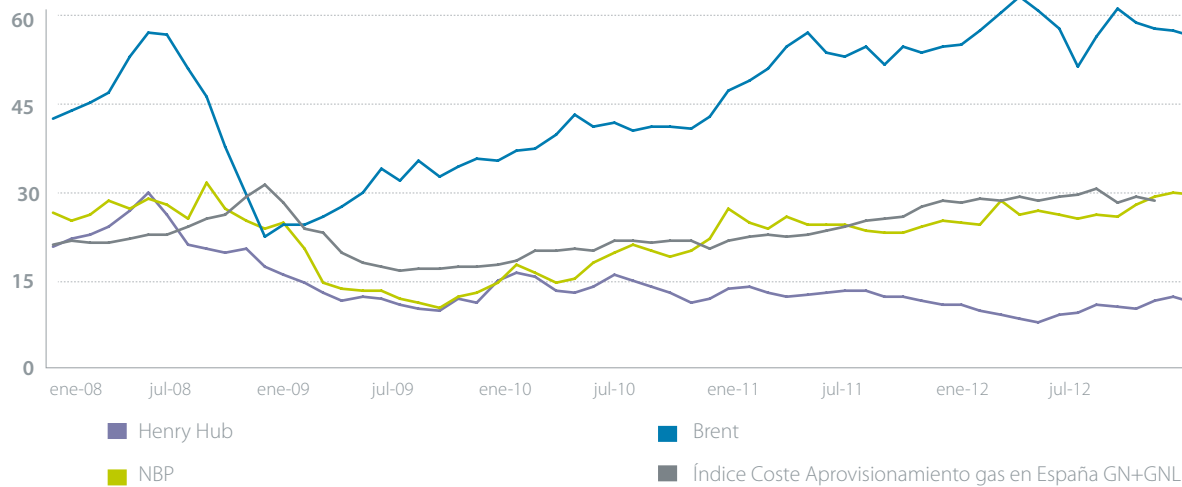
- La relación de costes de generación con gas natural frente a los costes de generación con carbón de importación arrojó un saldo de ventaja competitiva hacia el carbón. Esto, unido a la producción de carbón autóctono de 19,4 TWh amparada en el Real Decreto 134/2010, hizo que en 2012 la generación con esta tecnología aumentase un 28%.





## Precios mercados de gas

€/MWh



## Índice McCloskey

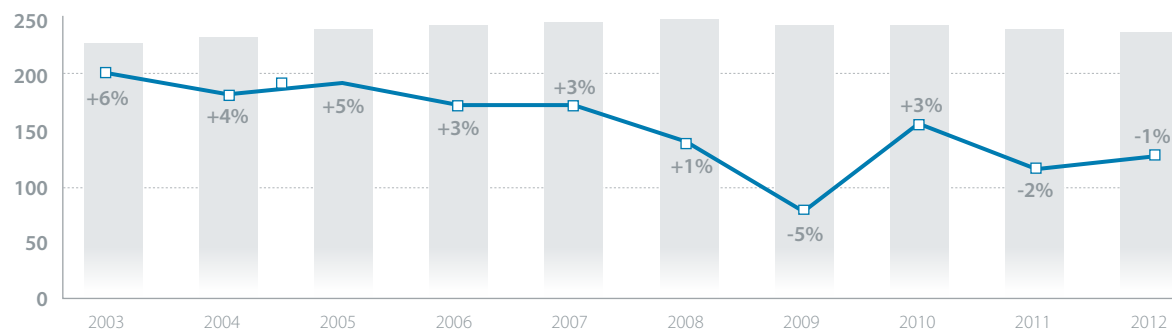
\$/ton



- El descenso de un 1,0% de la demanda eléctrica transportada –que en 2012 fue de 252 TWh(e)- con respecto a 2011. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, esta disminución fue del 1,7%, según datos de REE.

## Demanda eléctrica

TWh/año



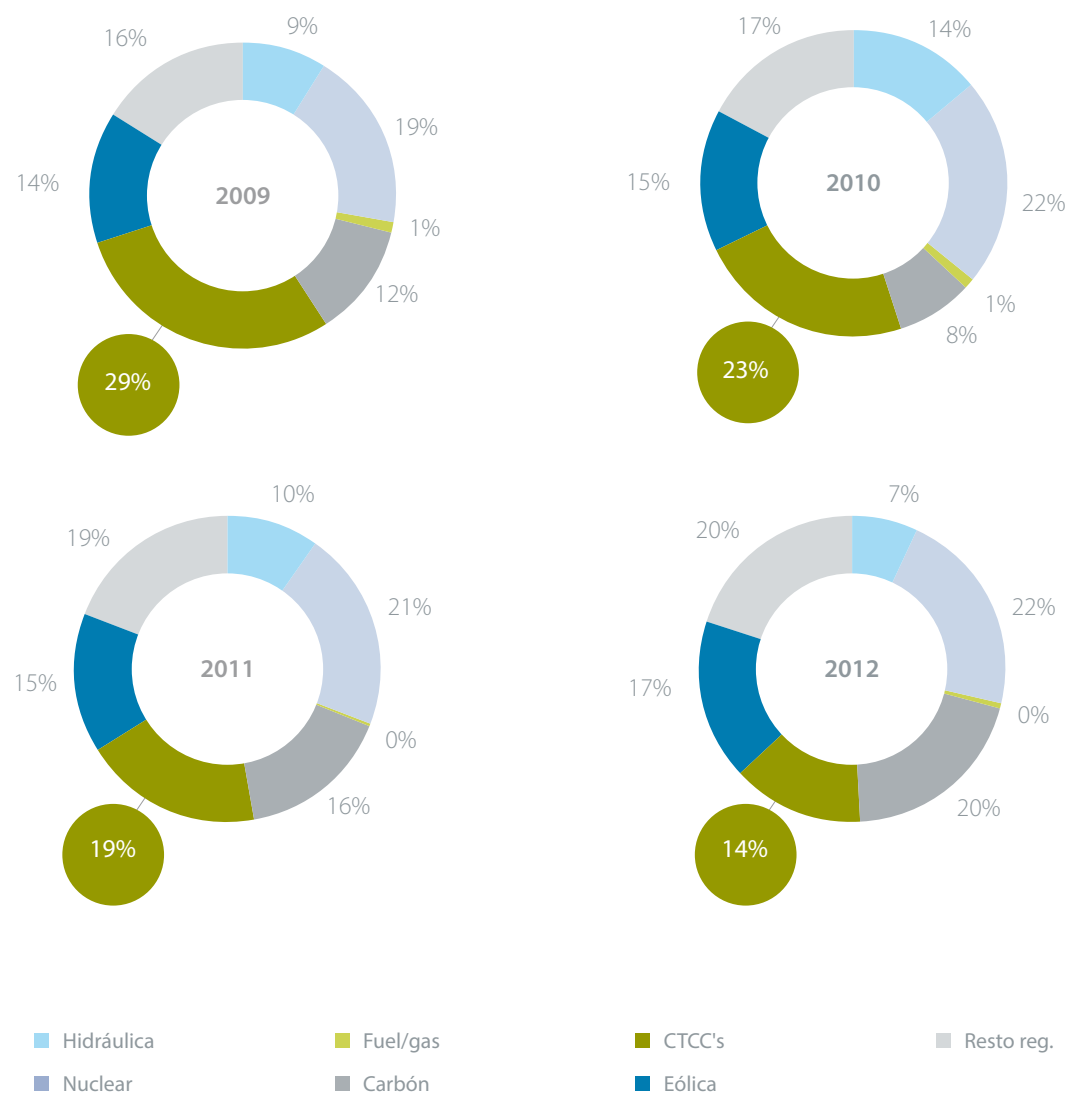
La aportación de los ciclos combinados a la generación total ha ido descendiendo paulatinamente en los últimos años. En el año 2012, el porcentaje de participación en el mix eléctrico fue del 14%.

## Balance de producción eléctrica

TWh(e/año)

	2002 real	2003 real	2004 real	2005 real	2006 real	2007 real	2008 real	2009 real	2010 real	2011 real	2012 avance cierre
<b>Régimen Ordinario</b>	<b>186</b>	<b>196</b>	<b>206</b>	<b>213</b>	<b>221</b>	<b>224</b>	<b>220</b>	<b>191</b>	<b>189</b>	<b>179</b>	<b>175</b>
Hidráulica	23	39	30	19	25	26	21	24	39	28	19
Nuclear	63	62	64	58	60	55	59	53	62	58	61
Carbón	79	72	76	77	66	72	46	34	22	43	56
CTCC's	5	15	29	49	64	68	91	78	65	51	39
<b>Régimen Especial</b>	<b>35</b>	<b>41</b>	<b>46</b>	<b>51</b>	<b>52</b>	<b>58</b>	<b>68</b>	<b>80</b>	<b>91</b>	<b>92</b>	<b>102</b>
Eólica	9	12	16	21	23	27	32	37	43	42	48
Resto	26	30	30	30	29	30	36	43	48	51	54
Intercambios internac.	5	1	-3	-1	-3	-6	-11	-8	-8	-6	-12
Consumos en generación	-8	-8	-9	-9	-9	-9	-8	-7	-7	-7	-8
Consumos en bombeo	-7	-5	-5	-6	-5	-4	-4	-4	-4	-3	-5
<b>Demanda b.c</b>	<b>212</b>	<b>226</b>	<b>236</b>	<b>247</b>	<b>255</b>	<b>262</b>	<b>265</b>	<b>252</b>	<b>261</b>	<b>255</b>	<b>252</b>

**Evolución del mix de generación eléctrica 2009-2012**

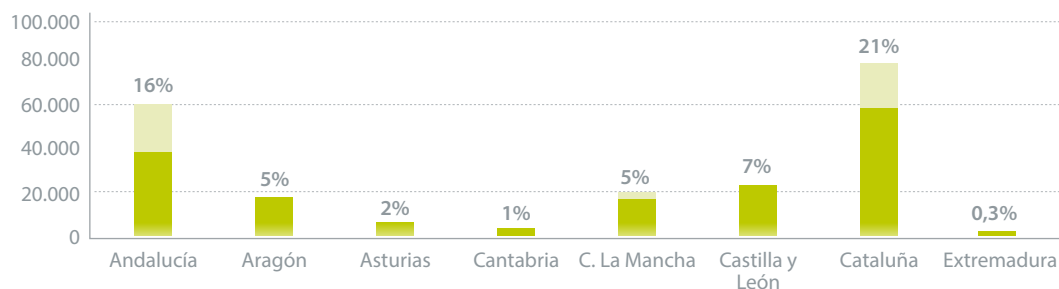


## Demanda por CCAA 2012

GWh

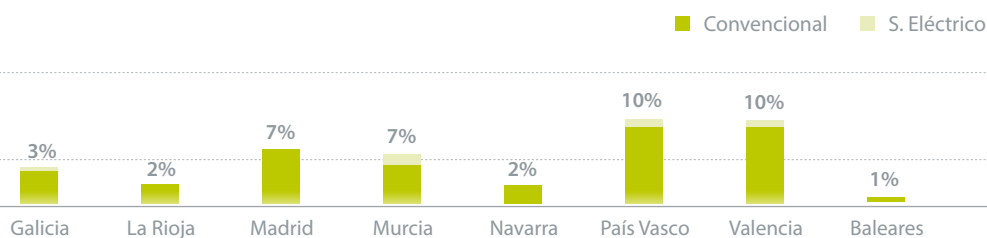
		2011	2012	Crecimientos/ 2011
Andalucía	Convencional	35.959	36.405	
	CTCC+CT	28.981	20.645	
	<b>Total</b>	<b>64.940</b>	<b>57.051</b>	<b>-12,1%</b>
Aragón	Convencional	15.115	15.732	
	CTCC+CT	3.344	2.271	
	<b>Total</b>	<b>18.459</b>	<b>18.003</b>	<b>-2,5%</b>
Asturias	Convencional	5.164	5.566	
	CTCC+CT	3.750	1.661	
	<b>Total</b>	<b>8.914</b>	<b>7.227</b>	<b>-18,9%</b>
Cantabria	Convencional	5.709	5.307	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>5.709</b>	<b>5.307</b>	<b>-7,0%</b>
Castilla La Mancha	Convencional	12.795	12.620	
	CTCC+CT	7.525	6.121	
	<b>Total</b>	<b>20.320</b>	<b>18.741</b>	<b>-7,8%</b>
Castilla y León	Convencional	23.809	24.341	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>23.809</b>	<b>24.341</b>	<b>+2,2%</b>
Cataluña	Convencional	54.342	56.963	
	CTCC+CT	20.984	18.361	
	<b>Total</b>	<b>75.326</b>	<b>75.324</b>	<b>-0,0%</b>
Extremadura	Convencional	1.226	1.267	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>1.226</b>	<b>1.267</b>	<b>+3,3%</b>

## Reparto porcentual de la demanda del año 2012 por CCAA



GWh

		2011	2012	Crecimiento s/ 2011
Galicia	Convencional	8.084	9.645	
	CTCC+CT	4.698	2.839	
	<b>Total</b>	<b>12.782</b>	<b>12.484</b>	<b>-2,3%</b>
La Rioja	Convencional	2.800	2.926	
	CTCC+CT	1.996	2.741	
	<b>Total</b>	<b>4.797</b>	<b>5.667</b>	<b>+18,2%</b>
Madrid	Convencional	24.967	26.583	
	CTCC+CT	0	0	
	<b>Total</b>	<b>24.967</b>	<b>26.583</b>	<b>+6,5%</b>
Murcia	Convencional	14.156	20.594	
	CTCC+CT	11.279	6.514	
	<b>Total</b>	<b>25.434</b>	<b>27.108</b>	<b>+6,6%</b>
Navarra	Convencional	5.972	6.420	
	CTCC+CT	2.581	1.799	
	<b>Total</b>	<b>8.553</b>	<b>8.218</b>	<b>-3,9%</b>
País Vasco	Convencional	25.270	26.315	
	CTCC+CT	7.275	8.829	
	<b>Total</b>	<b>32.545</b>	<b>35.145</b>	<b>+8,0%</b>
Valencia	Convencional	27.125	26.692	
	CTCC+CT	13.956	9.954	
	<b>Total</b>	<b>41.081</b>	<b>36.646</b>	<b>-10,8%</b>
Balears	Convencional	562	631	
	CTCC+CT	3.551	2.865	
	<b>Total</b>	<b>4.113</b>	<b>3.496</b>	<b>&gt;100%</b>
Total	<b>Convencional</b>	<b>263.056</b>	<b>278.008</b>	
	<b>CTCC+CT</b>	<b>109.920</b>	<b>84.600</b>	
	<b>Total</b>	<b>372.976</b>	<b>362.608</b>	<b>-2,8%</b>







03

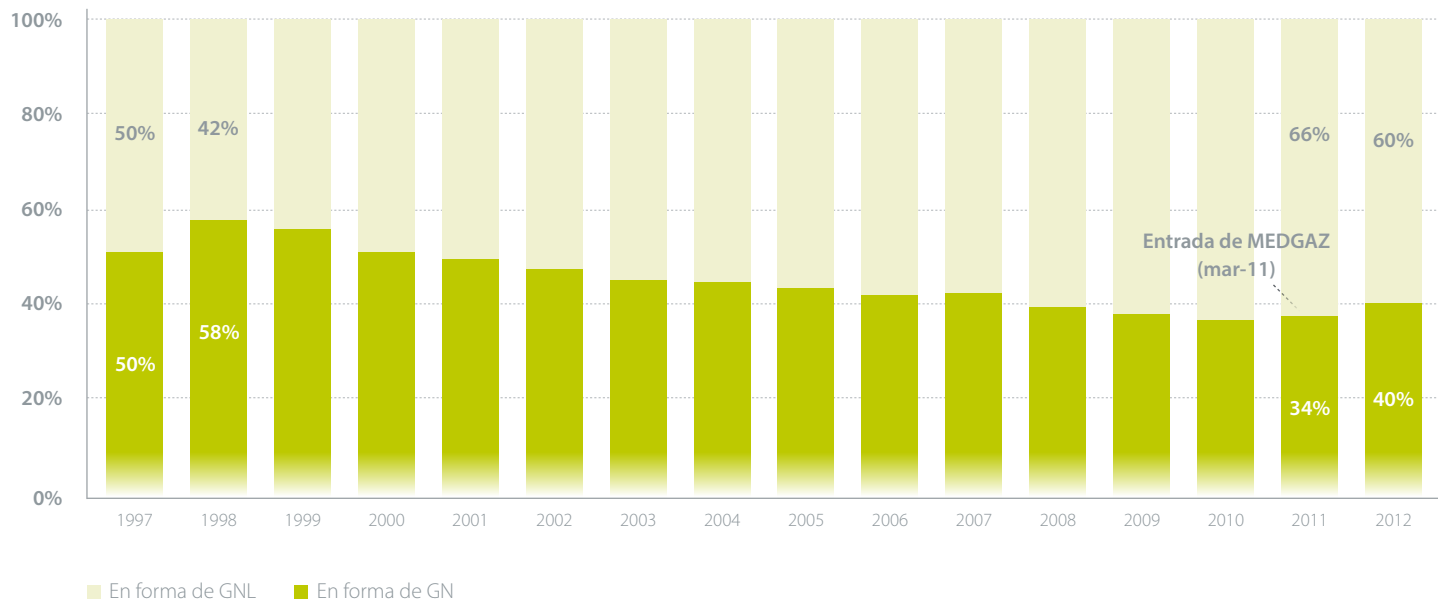
Aprovisionamientos  
de GN y GNL

---

**En el año 2012, los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron 396.020 GWh, lo que supuso un descenso del 3% respecto al ejercicio anterior. Globalmente, el 60% de los suministros se recibieron en forma de gas natural licuado (GNL) y el 40% restante en forma de gas natural (GN).**

Por segundo año consecutivo, el GNL perdió cuota en la estructura del aprovisionamiento por el ascenso del gas procedente de Francia y Argelia con la Conexión Internacional de Almería, que ha registrado volúmenes crecientes desde su incorporación al Sistema en marzo de 2011.

#### Evolución de los aprovisionamientos en forma de GN y GNL en el Sistema Gasista español





## Entradas al Sistema Gasista español

Unidad: GWh

	2011	2012	2012 s/ 2011
<b>GN</b>			
CI Tarifa (GME)	80.170	79.857	-0,4%
CI Almería (MEDGAZ)	23.800	38.782	63%
Francia (CI Larrau + CI Irún)	25.482	35.328	39%
Portugal (CI Badajoz + CI Tuy + VIP)	4.485	3.225	-28%
Nacional (V. Guadalquivir + Biogás)	1.924	1.093	-43%
<b>Total GN</b>	<b>135.861</b>	<b>158.285</b>	<b>17%</b>
<b>GNL</b>			
P. Barcelona	62.382	58.347	-6%
P. Cartagena	40.934	38.684	-5%
P. Huelva	57.737	48.218	-16%
P. Bilbao	37.529	41.032	9%
P. Sagunto	43.965	30.966	-30%
P. Mugarodos	22.807	20.487	-10%
<b>Total GNL</b>	<b>265.355</b>	<b>237.735</b>	<b>-10%</b>
<b>Total OFERTA</b>	<b>401.215</b>	<b>396.020</b>	<b>-3%</b>

A lo largo de 2012, el Sistema Gasista español recibió gas procedente de 10 países distintos y mantuvo, como en años anteriores, un alto grado de diversificación. La holgura con la que se cumple el objetivo de diversificación establecido en el Real Decreto 1766/2007 en un país energéticamente dependiente como España, dota al Sistema de un importante margen de seguridad de suministro y versatilidad.

La cartera de aprovisionamientos mantuvo una estructura similar a la del año anterior y destacó como principal país proveedor Argelia, que incrementó su cuota hasta el 40%; seguido de Nigeria (15%) y Qatar (12%), que perdieron peso en 2012. Asimismo, cabe mencionar el descenso de la cantidad de gas recibido de Egipto (-72%) en 2012 y el cese de los cargamentos procedentes de Libia desde febrero de 2011 como

consecuencia de su conflicto político interno. Libia<sup>1</sup>, junto con Argelia, había mantenido un abastecimiento ininterrumpido de gas a España desde hace más de cuatro décadas, a pesar de los cambios y vicisitudes políticas y sociales acaecidas en estos países a lo largo de estos años.

### Origen de los suministros del Sistema Gasista español

Unidad: GWh

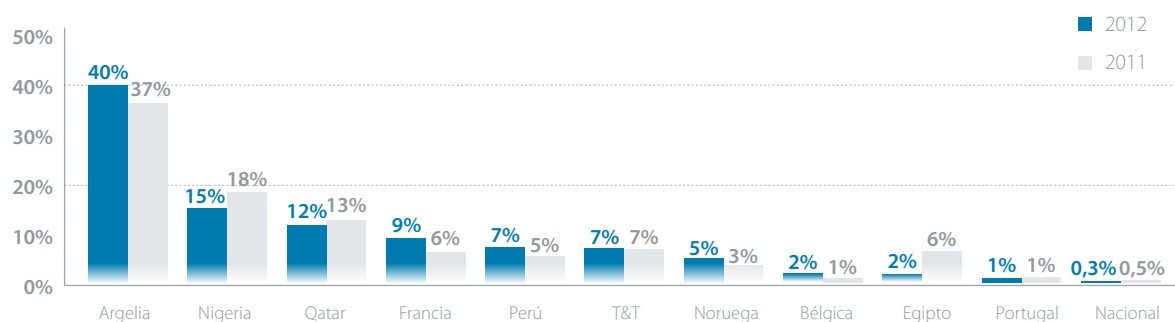
	Total 2011	Total 2012	Δ 2012 vs. 2011
Argelia <b>GN</b>	103.970	118.638	} 9%
Argelia <b>GNL</b>	43.359	41.658	
Nigeria <b>GNL</b>	74.180	59.928	-19%
Qatar <b>GNL</b>	51.540	46.181	-10%
Francia <b>GN</b>	25.482	35.328	39%
Perú <b>GNL</b>	21.086	28.299	34%
T&T <b>GNL</b>	27.640	27.493	-1%
Noruega <b>GNL</b>	13.916	19.563	41%
Egipto <b>GNL</b>	25.933	7.153	-72%
Bélgica <b>GNL</b> ✓	2.965	7.462	152%
Portugal <b>GN</b>	4.485	3.225	-28%
Nacional <b>GN</b>	1.924	1.093	-43%
Omán <b>GNL</b>	1.918	-	-100%
EE.UU. <b>GNL</b> ✓	1.850	-	-100%
Libia <b>GNL</b>	967	-	-100%
<b>Total</b>	<b>401.215</b>	<b>396.020</b>	<b>-1%</b>
Cargas de buque	8.901	22.697	181%

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

✓ *GNL cargado desde planta de regasificación / GNL de tránsito.*

<sup>1</sup> En 1971, Libia se convirtió en uno de los primeros países, después de Estados Unidos y Argelia, en exportar GNL desde la planta de Marsa el Brega, construida en los años 60.

### Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



En cuanto al origen de los cargamentos de GNL por países, cabe señalar la consolidación de las descargas procedentes de Perú. Tras iniciar su transporte marítimo con destino a España en la segunda mitad de 2010, ha pasado a ocupar el quinto puesto en el ranking de países suministradores del Sistema Gasista español y ha registrado hasta 27 descargas repartidas entre las seis plantas de regasificación.

El incremento de las entradas al Sistema en forma de GN anteriormente mencionado ha supuesto a su vez un descenso del 10% en la cantidad de GNL descargado respecto al ejercicio anterior.

### Descargas de buques de GNL en el Sistema Gasista español

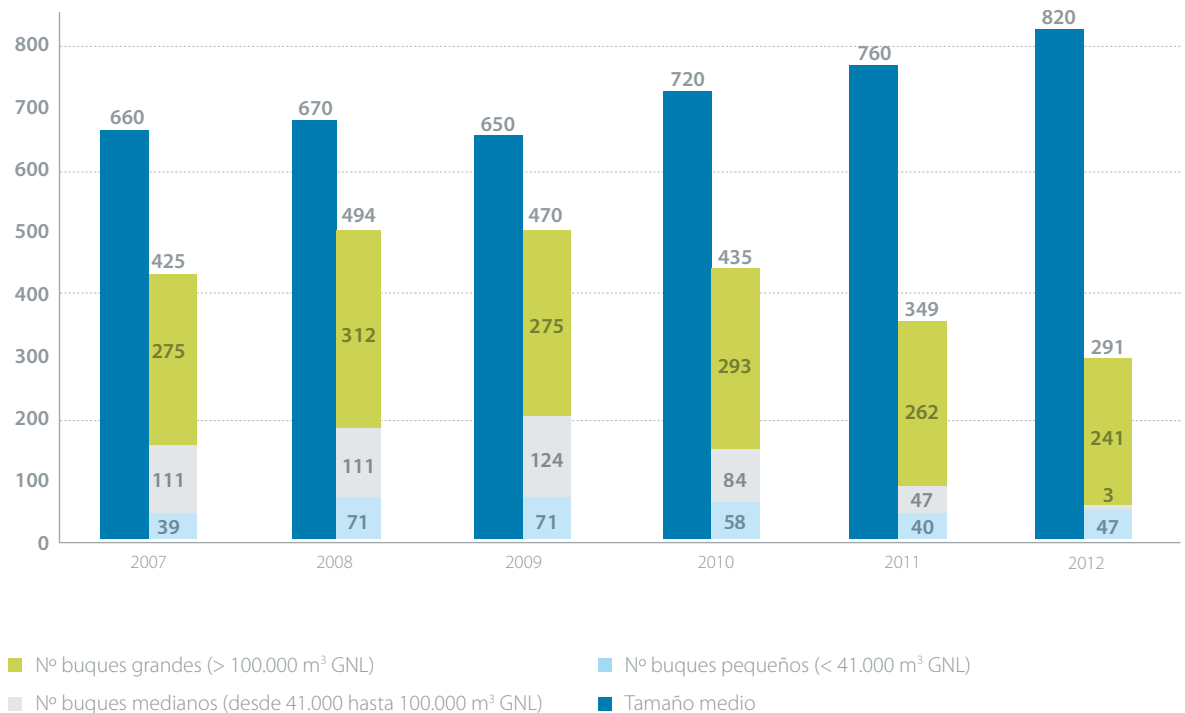
	2011							2012							Δ año s/TOTAL
	GNL descargado GWh	nº buques						GNL descargado GWh	nº buques						
Qmax		QFlex	G	M	P	Total	Qmax		QFlex	G	M	P	Total		
Barcelona	62.382	-	-	66	2	8	76	58.347	1	4	52	16	-	73	-6%
Huelva	57.737	-	-	54	12	15	81	48.218	-	-	51	12	1	64	-16%
Cartagena ✓	40.934	-	-	39	6	10	55	38.684	-	1	38	8	-	47	-5%
Bilbao	37.529	-	1	40	1	-	42	41.032	-	-	44	-	-	44	+9%
Sagunto	43.965	-	2	37	13	14	66	30.966	-	3	25	10	2	40	-30%
Mugardos	22.807	-	-	23	6	-	29	20.487	-	-	22	1	-	23	-10%
<b>Total</b>	<b>265.355</b>	<b>-</b>	<b>3</b>	<b>260</b>	<b>40</b>	<b>47</b>	<b>349</b>	<b>237.735</b>	<b>1</b>	<b>8</b>	<b>232</b>	<b>47</b>	<b>3</b>	<b>291</b>	<b>-10%</b>

✓ Nota de Operación nº 10: Desvío de un buque de 140.000 m<sup>3</sup> de GNL a la Planta de Cartagena, con descarga inicialmente prevista en Barcelona.

No obstante, la disminución en el número de descargas gestionadas por las plantas de regasificación del Sistema no se debió únicamente a este hito, sino también, al mayor porcentaje de cargamentos de gran tamaño que se recibieron. Por cuarto año consecutivo, esto supuso el incremento del tamaño medio de las descargas, hasta alcanzar en 2012 los 820 GWh/buque. En 2012, el 83% de los buques descargados fueron iguales o de mayor tamaño que los buques considerados grandes (*Large LNG Carriers*), de capacidad igual o superior a 100.000 m<sup>3</sup> de GNL, mientras que en 2011, 2010 y 2009 este porcentaje se situó 8, 16 y 25 puntos por debajo, respectivamente.

### Evolución del tamaño medio y número de buques descargados

Tamaño medio (GWh) / nº de buques



## Descargas por orígenes y plantas de regasificación

Nº descargas en 2012	Nigeria	Argelia	Egipto	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Bélgica	TOTAL	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	12	23	3	24	2	7	1	1	73	800
Cartagena	9	13	1	9	6	2	4	3	47	820
Huelva	25	24		4	5	3	1	2	64	750
Bilbao	7		1	1	13	8	14		44	930
Sagunto	3	13	3	10	2	1	3	5	40	770
Mugardos	12	1		1	5		4		23	890
<b>Total</b>	<b>68</b>	<b>74</b>	<b>8</b>	<b>49</b>	<b>33</b>	<b>21</b>	<b>27</b>	<b>11</b>	<b>291</b>	

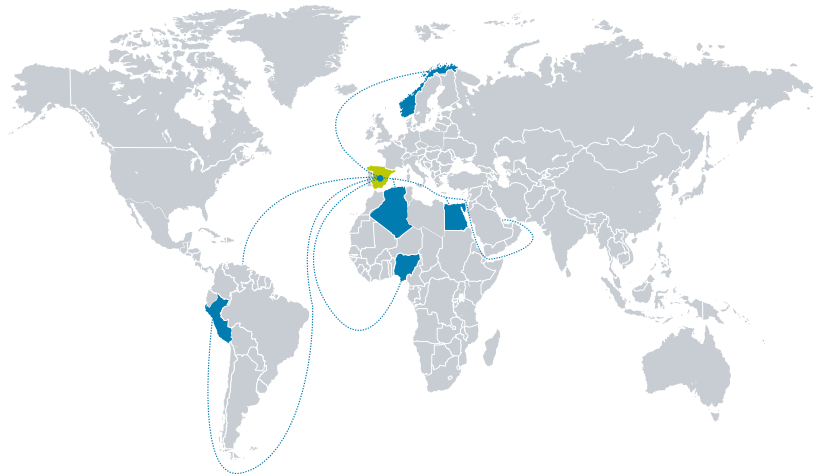
Tamaño medio descargado (GWh)	880	560	890	940	830	930	1.050	680	820
-------------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-------	-----	-----

### Calidad del GNL en el Sistema

PCS másico (KWh/Kg)	15,24	15,07	15,38	15,16	15,40	15,13	15,15	15,28
PCS volumétrico (KWh/m <sup>3</sup> )	6.873	6.837	6.644	6.867	6.597	6.809	6.851	6.711
Densidad GNL (Kg/m <sup>3</sup> )	451	454	432	453	428	450	452	439

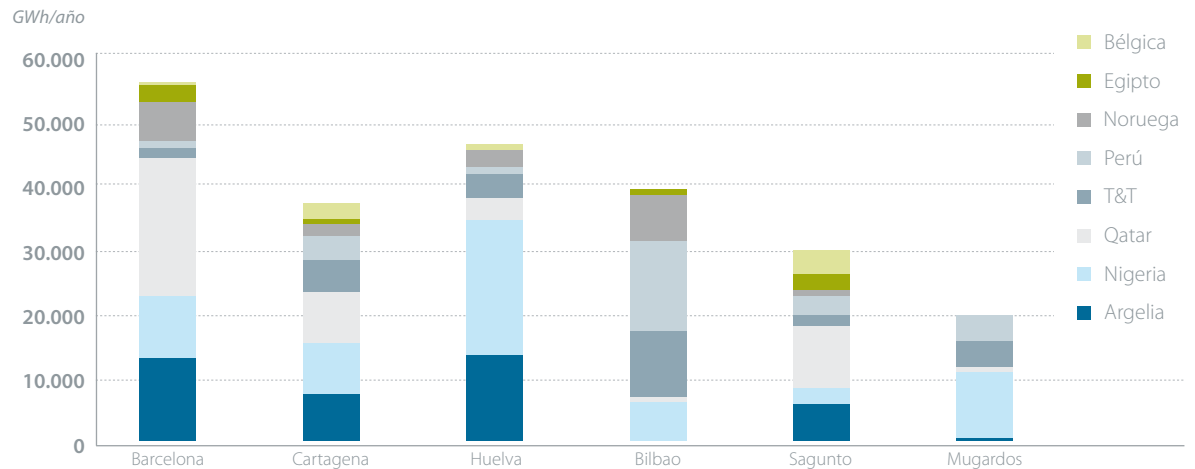
Continuando con la tendencia de años anteriores, el gas procedente de Nigeria fue descargado en todas las plantas españolas, mientras que los cargamentos de Argelia y Qatar se concentraron en las plantas situadas en el sur y este de España. Por el contrario, el gas procedente de Trinidad y Tobago y Perú se descargó, especialmente, en la planta de Bilbao.

## Origen de los suministros

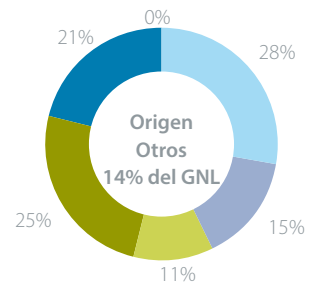
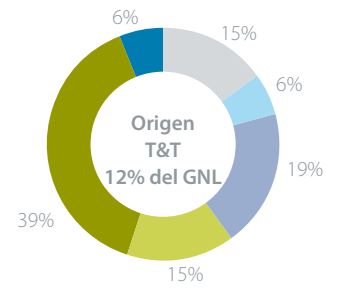
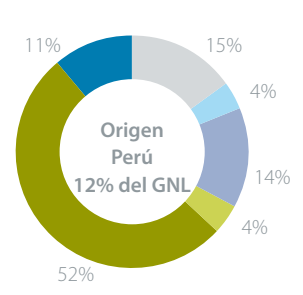
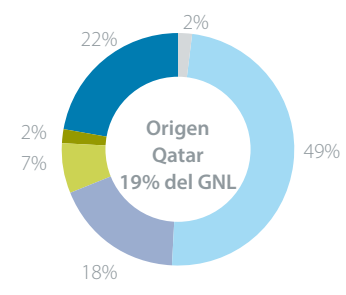
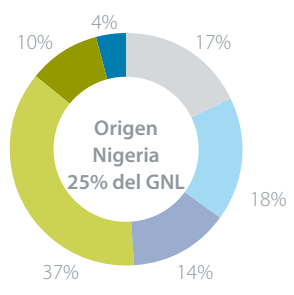
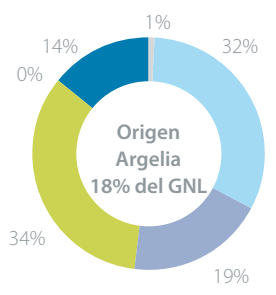


En 2012, todas las plantas de regasificación recibieron gas procedente de entre cinco y ocho países distintos, lo que ha contribuido a reforzar la seguridad operativa del Sistema.

## Distribución de los orígenes por planta de regasificación



**Plantas de regasificación de destino de GNL desde los principales orígenes**



- Barcelona
- Sagunto
- Cartagena
- Mugaridos
- Huelva
- Bilbao

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

Buque metanero	Cantidad media descargada* (GWh)	Nº de descargas						TOTAL	Buque metanero	Cantidad media descargada* (GWh)	Nº de descargas						TOTAL
		Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Segunto	Mugardos				Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Segunto	Mugardos	
AL AAMIRA	1.704	1						1	CASTILLO DE SANTISTEBAN	1.090	1			3			4
AL HUWAILA	928	1						1	CASTILLO DE VILLALBA	888	4	1	1				6
AL JASSASIYA	904					2		2	CATALUNYA SPIRIT	756		1		1	1		3
AL KHARSAAH	1.427		1			1		2	CHEIKH EL MOKRANI	498	8	3	7		4	1	23
AL SAHLA	936					1		1	DUKHAN	912	5	3			4		12
AL SHAMAL	1.426	1				1		2	EXCEL	895	1		1				2
AL UTOURIYA	936	2						2	EXCELERATE	450		1					1
ARCTIC DISCOVERER	927				4	1		5	EXCELLENCE	873		1					1
ARCTIC LADY	958	2	1		2			5	EXCELSIOR	806	1						1
ARCTIC PRINCESS	944	2		1	1			4	FUWAIRIT	872	4						4
ARCTIC VOYAGER	905	3			1			4	GALEA	787	1	1					2
BARCELONA KNUITSEN	1.102					1	1	2	GALICIA SPIRIT	900	1						1
BEN BADIS	757		1					1	GDF SUEZ CAPE ANN	852			1				1
BERGE ARZEW	862	1	3	1				5	GDF SUEZ GLOBAL ENERGY	489	1				1		2
BILBAO KNUITSEN	848			1	4		1	6	GDF SUEZ NEPTUNE	895		4					4
BRITISH DIAMOND	942			1				1	GEMMATA	895	1		1				2
BRITISH MERCHANT	864	1						1	GIMI	780			1				1
BW SUEZ BOSTON	889					1		1	HISPANIA SPIRIT	839				1		3	4
BW SUEZ EVERETT	887	1						1	IBERICA KNUITSEN	882		2	1	1	1	1	6
CADIZ KNUITSEN	880	1	1			4		6	LNG ABUJA	828	2		2				4



Buque metanero	Cantidad media descargada* (GWh)	Nº de descargas						TOTAL
		Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	
LNG ADAMAWA	915						1	1
LNG AKWA IBOM	935				1			1
LNG ARIES	820	4	1	2				7
LNG BAYELSA	904			3			2	5
LNG BENUE	948		1		2			3
LNG BONNY	859	2	1	2				5
LNG BORNO	979		1				1	2
LNG EDO	827	1		4	2	1	2	10
LNG ELBA	257			1		2		3
LNG FINIMA	862		1					1
LNG IMO	967			1				1
LNG KANO	974		1	1				2
LNG LAGOS	792	1	1	3			1	6
LNG LOKOJA	973		1	1			1	3
LNG OGUN	980		1	1		1	1	4
LNG OYO	955						1	1
LNG PORT HARCOURT	786	1		2		1	1	5
LNG PORTOVENERE	421	7	5	5		5		22
LNG RIVER NIGER	918			1				1
LNG RIVERS	899		1		1		1	3

Buque metanero	Cantidad media descargada* (GWh)	Nº de descargas						TOTAL
		Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	
LNG SOKOTO	905			3				3
LNG SWIFT	813	1						1
MADRID SPIRIT	752	1			3			4
MAERSK METHANE	1.040				1			1
MALANJE	1.048			1				1
MARAN GAS CORONIS	931			1				1
METHANIA	675	3	3	6		3		15
MOURAD DIDOUCHE	831	4	1	6		1		12
PROVALYS	971		1					1
RAMDANE ABANE	834	1						1
RIBERA DEL DUERO KNUITSEN	1.082			1	3	1		5
SERI ANGKASA	891	1						1
SERI BEGAWAN	951				1			1
SESTAO KNUITSEN	873				1			1
SEVILLA KNUITSEN	1.086		1		2		1	4
SOHAR LNG	865		2	1	2			5
SOYO	879					1		1
STX FRONTIER	953		2		1		1	4
TRINITY ARROW	953				2			2
VALENCIA KNUITSEN	1.087				2	1	1	4

80 buques metaneros realizaron 291 descargas en el Sistema durante 2012.

\*Se contempla la cantidad media descargada en 2012.

Las entradas al Sistema en forma de GN han aumentado de forma destacada en las conexiones con Francia y Argelia (por la Conexión Internacional de Almería), con crecimientos del 54% y 63%, respectivamente. La utilización de la capacidad nominal de importación con Francia superó el 90%, y Larrau se convirtió en la conexión europea con mayor factor de utilización. La Conexión Internacional de Almería, que entró en operación en marzo de 2011, registró una utilización en 2012 del 40%.

En cuanto a las salidas por estas conexiones, el balance global ha registrado un descenso del 23%, fruto principalmente de la disminución de las exportaciones a Francia, mientras que el volumen de las dirigidas a Portugal se mantuvo en los registros de 2011.

### Movimientos de gas en las conexiones de GN

Unidad: GWh

	Total 2011			Total 2012			Δ saldo s/2012
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	
Tarifa GME	80.170	80.170	-	79.857	79.857	-	-0,4%
Almería MEDGAZ	23.800	23.800	-	38.782	38.782	-	+63%
Francia (CI Larrau + CI Irún)	22.785	25.482	2.697	35.083	35.328	245	+54%
Portugal (CI Badajoz + CI Tuy + VIP)	-3.949	4.485	8.433	-5.108	3.225	8.333	+29%
V. Guadalquivir (Marismas + Poseidón)	1.924	1.924	-	1.081	1.081	-	-44%
Vallecas Biogás	-	-	-	12	12	-	-
<b>Total</b>	<b>124.730</b>	<b>135.861</b>	<b>11.130</b>	<b>149.706</b>	<b>158.285</b>	<b>8.578</b>	<b>20%</b>

El 28 de febrero de 2012, se inició la introducción de biometano en el sistema de transporte desde la planta de biometanización de Valdemingómez, en Madrid. Esta instalación, pionera en Europa, es la única con capacidad para inyectar biometano en la red troncal de transporte. Además de la inyección a la red, la planta produce biogás destinado a la producción de energía eléctrica y para transportes (autobuses y camiones de recogida de residuos sólidos urbanos).

El complejo de residuos urbanos de Valdemingómez está compuesto por dos plantas de biometanización de residuos orgánicos, La Paloma y Las Dehesas, con una capacidad de producción anual de biogás de 34 millones de metros cúbicos (~ 400 GWh/año).

En la planta de tratamiento se depura y enriquece el biogás producido en las plantas de biometanización. A continuación, se incrementa la presión del biogás mediante un compresor *Booster* hasta 72 bar, se odora con THT, y finalmente se envía hacia la estación de medida de Enagás a través de un gasoducto de 1,5 km y dos pulgadas de diámetro.

En función de la aplicación final que se le dé al combustible, la depuración será más o menos intensa:

- Depuración suave para uso en motogeneradores eléctricos en la planta de aprovechamiento energético de Valdemingómez.
- Depuración intensa para su inyección en la red de transporte de gas natural.

Cuando las plantas de biometanización estén a pleno rendimiento, el 60% de la materia orgánica de los residuos domiciliarios se someterá a este proceso, a través del que se obtendrá de la materia orgánica una energía renovable, biogás. Se da así un paso decisivo para alcanzar los objetivos marcados por la normativa europea.

Las plantas de biometanización incorporan las más modernas tecnologías y elementos de seguridad y control en los procesos, convirtiendo a las instalaciones del Ayuntamiento de Madrid en el complejo de biometanización más grande de Europa. La construcción y la puesta en marcha de las plantas han sido cofinanciadas por la Unión Europea, haciendo del Parque Tecnológico de Valdemingómez una referencia internacional en el tratamiento de residuos.

### **Suministro de Último Recurso: Subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la Tarifa de Último Recurso**

En la Resolución de 25 de abril de 2012 (BOE nº 110 del 8 de mayo de 2012), de la Secretaría de Estado de Energía, se establecieron 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 2012 y el 30 de junio de 2013.

Posteriormente, en el BOE nº 112 del 10 de mayo de 2012, se publicó la corrección de errores de la Resolución de 25 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecieron 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 del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

En la Resolución de la DGPEyM del 17 de mayo de 2012 se establecieron las características 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 2012 y el 30 de junio de 2013:

- Productos:
  - Gas de Base, 1.620 GWh, cantidad fija mensual de gas natural (270 GWh/mes) desde el 1 de julio de 2012 al 31 de diciembre de 2012. En la anterior subasta, el Gas de Base ascendió a 2.550 GWh, 425 GWh/mes desde el 1 de julio de 2011 al 31 de diciembre de 2011.
  - Gas de Invierno, cantidades nominales mensuales de gas natural para los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo del periodo indicado:

#### Gas de invierno

Unidad: GWh

Año	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Total
2012-2013	200	700	700	700	270	2.570
2011-2012	320	1.100	1.100	1.100	425	4.045

- Porcentajes del producto  $\alpha$  que corresponden a cada CUR:

	$\alpha_i$	Gas de Base (GWh) <sup>(1)</sup>	Gas de Invierno (GWh) <sup>(2)</sup>				
			Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
Endesa Energía XXI, S.A.U.	10,70%	28,89	21,40	74,90	74,90	74,90	28,89
Gas Natural S.U.R. SDG, S.A.	75,96%	205,09	151,92	531,72	531,72	531,72	205,09
HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.	2,59%	6,99	5,18	18,13	18,13	18,13	6,99
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.	0,20%	0,54	0,40	1,40	1,40	1,40	0,54
Madrileña Suministro de Gas Sur 2010, S.L.	10,55%	28,49	21,10	73,85	73,85	73,85	28,49
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>270</b>	<b>200,00</b>	<b>700,00</b>	<b>700,00</b>	<b>700,00</b>	<b>270,00</b>

<sup>(1)</sup> Cantidad nominal mensual de cada comercializador "i" que resulta del producto de "M" por  $\alpha_i$ .

<sup>(2)</sup> Cantidades nominales mensuales de cada comercializador "i", que resulta del producto de "Mj" por  $\alpha_i$ .

- Precio a ofertar por los participantes de la subasta en euros/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 (dólares/barril), el tipo de cambio dólares/euros 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: 19 de junio de 2012.
- Contrato marco y reglas de la subasta.
- Comunicación de las cantidades diarias a suministrar. Los CUR debían comunicar las cantidades diarias en KWh a los vendedores de forma proporcional a la cantidad de cada producto adjudicado a cada vendedor en la subasta.
- Información sobre el sistema de acceso de terceros español, disponible en la página web de Enagás GTS, donde se añade la información que fuera necesaria para el desarrollo de esta resolución.

En la Resolución de 15 de junio de 2012, de la DGPEyM, se establecieron determinados parámetros de la subasta, entre otros, los precios de salida y la información acerca del exceso de oferta global. Adicionalmente, la resolución incluyó el procedimiento de reducción del Volumen Objeto de Subasta (VOS), en su anexo confidencial, conforme a criterios objetivos y utilizado únicamente en determinadas circunstancias relacionadas con situaciones de insuficiente presión competitiva.

El 19 de junio de 2012, se realizó la sexta subasta para la adquisición del gas natural que se utilizó 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 2012 y el 30 de junio de 2013, y donde por primera vez no se adjudicó la totalidad de la cantidad subastada.

En la Resolución de 27 de septiembre de 2012, de la DGPEyM, se establecieron las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de Gas de Base destinado a la Tarifa de Último Recurso de gas natural en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013.

- Gas de Base a adquirir: 1.620 GWh (270 GWh/mes).
- Día de celebración de la subasta: 30 de octubre de 2012.

Posteriormente, en la Resolución de 25 de octubre de 2012, de la DGPEyM, se aprobaron determinados parámetros de la subasta, como el precio final de la primera ronda (37 euros/MWh) y se fijaron rangos de exceso de oferta total posibles. Adicionalmente, se incluyó el procedimiento de reducción del Volumen Objeto de Subasta (VOS), en su anexo confidencial, en desarrollo de lo dispuesto en el apartado 7.1.7 de las Reglas de la Subasta, publicadas en el anexo I de la Resolución de la DGPEyM de 27 de septiembre.

El 30 de octubre de 2012, se realizó la séptima subasta para la adquisición del gas natural que se utilizó 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 2013 y el 30 de junio de 2013 para el Gas de Base.

OMEL DIVERSIFICACION, SAU comunicó las cantidades de derechos asignados y el precio resultado de la cuarta y quinta subasta, una vez que la CNE confirmó que el proceso se había realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y los resultados fueron validados.

**RESULTADO de la 6ª y 7ª SUBASTA para la adquisición de gas que se utilizará como referencia para la fijación de la TUR en el periodo 01/07/2012 a 30/06/2013**

Subastas TUR	6ª Subasta jul-12/jun-13		7ª Subasta ene-13/jun-13
	Gas de Base	Gas de Invierno	Gas de Base
Fecha de la subasta	19-jun-12		30-oct-12
Cantidad subastada	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
Precio de cierre	33,50 €/MWh	30,75 €/MWh	32,31 €/MWh
Nº de rondas totales	25	25	10
Cantidad adjudicada	85 Bloques	85 Bloques	100 Bloques /100%
Subasta realizada por OMEL	230 GWh/mes (6 meses)*	nov-12 a mar-13	270 GWh/mes (6 meses)**
	1.377 GWh/año	2.184,5 GWh/invierno	-
	<b>TOTAL: 3.561,5 GWh</b>		<b>TOTAL: 1.620 GWh</b>
Número de adjudicatarios	Nueve comercializadoras		Ocho comercializadoras
	*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-11 y el 31-dic-11		**Gas de Base: 1-ene-13 al 30-jun-13

Subastas TUR	1ª Subasta jul-09/jun-10		2ª Subasta jul-10/jun-11*	
	Gas de Base	Gas de Invierno	Gas de Base	Gas de Invierno
Fecha de la subasta	16-jun-09		16-jun-10	
Cantidad subastada	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
Precio de cierre	<b>16,18 €/MWh</b>	<b>19,77 €/MWh</b>	<b>21,67 €/MWh</b>	<b>24,44 €/MWh</b>
Nº de rondas totales	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>15</b>	<b>15</b>
Cantidad adjudicada	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
	300 GWh/mes (12 meses)	nov-09 a mar-10	400 GWh/mes (6 meses)*	nov-10 a mar-11
	3.600 GWh/año	2.750 GWh/ invierno	2.400 GWh/año	3.700 GWh/ invierno
	<b>TOTAL: 6.350 GWh</b>		<b>TOTAL: 6.100 GWh</b>	
	*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-10 y el 31-dic-10			

Subastas TUR	3ª Subasta ene-11/jun-11	4ª Subasta jul-11/jun-12*	5ª Subasta ene-12/jun-12	
	Gas de Base	Gas de Base	Gas de Invierno	Gas de Base
Fecha de la subasta	26-oct-10	14-jun-11	25-oct-11	
Cantidad subastada	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%	100 Bloques/100%
Precio de cierre	<b>21,30 €/MWh</b>	<b>28,80 €/MWh</b>	<b>29,96 €/MWh</b>	<b>29,60 €/MWh</b>
Nº de rondas totales	<b>11</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>12</b>
Cantidad adjudicada	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
	400 GWh/mes (6 meses)**	425 GWh/mes (6 meses)*	nov-11 a mar-12	425 GWh/mes (6 meses)**
	–	2.550 GWh/año	4.045 GWh/invierno	–
	<b>TOTAL: 2.400 GWh</b>	<b>TOTAL: 6.595 GWh</b>	<b>TOTAL: 2.550 GWh</b>	
	**Gas de Base: 1-ene-11 al 30-jun-11	*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-11 y el 31-dic-11	**Gas de Base: 1-ene-12 al 30-jun-12	





The image shows a large, cylindrical industrial tank with a grey concrete-like texture. On the side of the tank, the Enagas logo is prominently displayed. The logo consists of a green arc at the top and a blue arc at the bottom, forming a partial circle around the word "enagas" in a bold, blue, sans-serif font. In the background, there are other industrial structures, including a platform with railings and pipes, under a clear sky. A white guardrail is visible in the foreground, curving along the edge of a road or walkway.

**enagas**

**04**

**Plantas**  
de regasificación

---

**En 2012, España volvió a situarse en el tercer puesto del ranking mundial en cuanto a número de plantas de regasificación, por detrás de Japón y Estados Unidos. A la vez, mantuvo su posición de liderazgo en Europa, al contar con el 38% de la capacidad total de almacenamiento de GNL, el 31% de la capacidad anual de vaporización y 6 terminales operativas de las 23 existentes.**

Las características globales de las terminales de regasificación españolas se mantuvieron en 2012 sin importantes variaciones. El Sistema contó con una capacidad total de vaporización de 6.863.000 Nm<sup>3</sup>/h, 26 tanques de almacenamiento de GNL y 8 atraques capaces de gestionar descargas de buques metaneros de entre 40.000 y 270.000 m<sup>3</sup> de capacidad.

#### Características técnicas de las plantas de regasificación

Planta regasificación	Capacidad máxima vaporización	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
	Nm <sup>3</sup> /h	Nº tanques	m <sup>3</sup> GNL	GWh/día	Nº atraques	m <sup>3</sup> GNL
Barcelona	1.950.000	8	840.000	15	2	80.000 y 266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	140.000
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	40.000 y 266.000
Bilbao *	800.000	2	300.000	-	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	11	1	260.000
Mugaros	413.000	2	300.000	7	1	216.000
<b>Total Sistema</b>	<b>6.863.000</b>	<b>26</b>	<b>3.246.500</b>	<b>63</b>	<b>8</b>	<b>Entre 40.000 y 270.000</b>

\* Cargadero de cisternas inhabilitado por las obras de ejecución del tercer tanque de almacenamiento de GNL.



Además, a finales de 2012 concluyó la construcción de la nueva Planta de Regasificación de El Musel, en Asturias, que cuenta con una capacidad de vaporización de 800.000 Nm<sup>3</sup>/h, dos tanques de almacenamiento de 150.000 m<sup>3</sup> de GNL y un atraque para metaneros de hasta 266.000 m<sup>3</sup> de capacidad de GNL.

Sin embargo, la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012 de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, suspendió la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular, con lo que la incorporación de la Planta de El Musel al Sistema quedó aplazada.

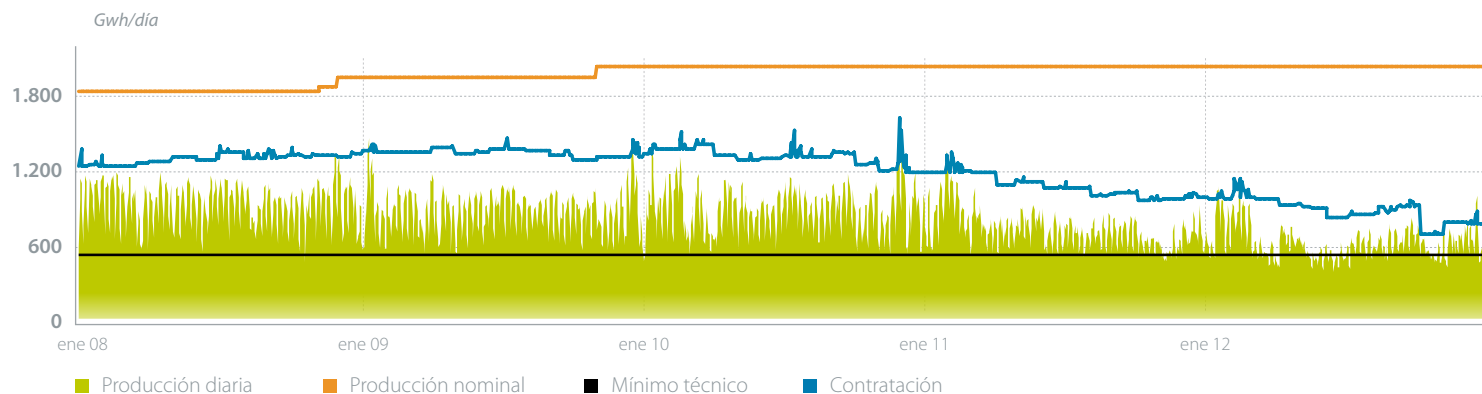
## Producción en plantas de regasificación

El descenso de la generación eléctrica producida a partir de gas natural y el incremento de las importaciones a través de las conexiones con Francia y con Argelia, provocaron un descenso en la producción global de las plantas de regasificación del 15% respecto a 2011.

Los agentes que operan en el Sistema Gasista español adecuaron la contratación de los servicios de regasificación y carga de cisternas a la situación del mercado hasta situarse en una media anual de 854 GWh/día, muy por debajo de los 1.044 GWh/día registrados en 2011. No obstante, las capacidades contratadas se utilizaron de manera más eficiente que en años anteriores, y en 2012 se alcanzó el 70% de utilización media de la contratación, lo que supuso un incremento de 3 puntos respecto a 2011.

Como consecuencia de esta adaptación, el ratio de utilización de la capacidad contratada respecto a la capacidad nominal se vio negativamente afectado y se situó en el 43%.

## Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación



	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978 <sup>(*)</sup>	1.978
Contratación media anual GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854
% Contratación/Nominal	70%	68%	64%	53%	43%
Máximo % Contratación/Nominal	76%	75%	79%	66%	56%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%

<sup>\*</sup> Leve descenso de 5 GWh/día en la capacidad nominal en las plantas de regasificación debido al desmantelamiento del cargadero de cisternas en la planta de Bilbao por las obras de ejecución del tercer tanque de almacenamiento de GNL.

Las terminales más afectadas por la caída de la producción fueron Cartagena, Huelva y Sagunto, que registraron descensos del 27% y 26%, mientras que las plantas de Bilbao y Mugaros cerraron el año con ligeros crecimientos del 5% y el 1%, respectivamente.

### Producción en plantas de regasificación

Unidad: GWh

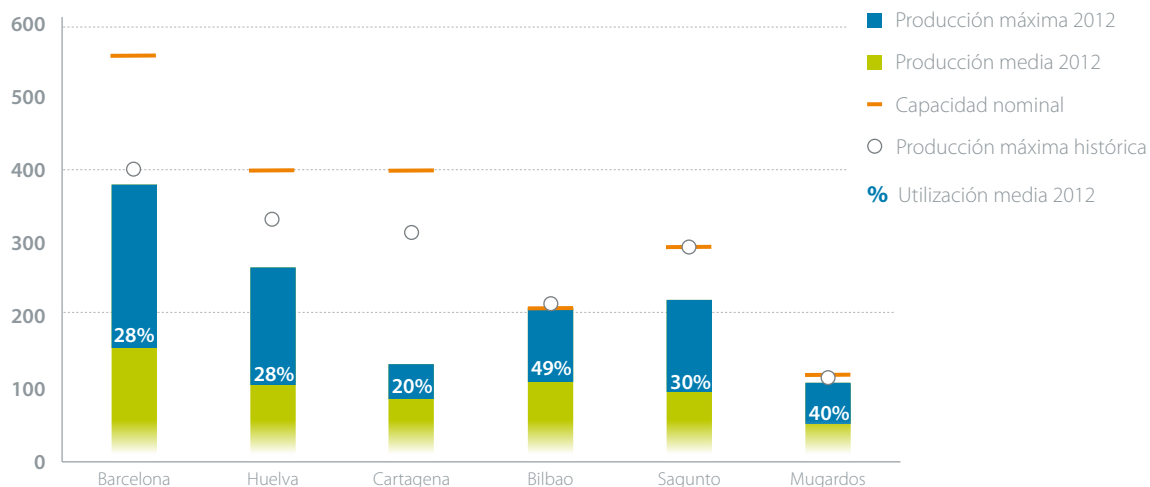
	2011	2012	Δ mes s/2011
Barcelona	62.540	57.408	-8%
Huelva	54.296	40.059	-26%
Cartagena	39.309	28.813	-27%
Bilbao	38.426	40.374	+5%
Sagunto	42.969	31.918	-26%
Mugaros	17.797	17.987	+1%
<b>Total</b>	<b>255.337</b>	<b>216.558</b>	<b>-15%</b>

En línea con las producciones registradas, los factores medios de utilización de las terminales españolas, definidos como el cociente entre la producción real y la producción máxima nominal, sufrieron también descensos significativos respecto a años anteriores con la excepción de las plantas de Bilbao y Mugaros. Sus factores de utilización se mantuvieron en valores similares a los registrados en 2011.

El factor medio de utilización conjunto de las plantas de regasificación se situó en el 30% en el año 2012. Sin embargo, a nivel diario, el Sistema requirió producciones más altas y se llegó a alcanzar en enero de 2012 un factor global de utilización máximo del 53%.

### Producciones medias y máximas registradas en las plantas de regasificación

Unidad: GWh/día



Por otro lado, en 2012 aumentó significativamente el número de días en que algunas de las plantas del Sistema operaron utilizando escalones de producción equivalentes al mínimo técnico o por debajo del mismo. Las terminales que más acusaron estas condiciones operativas fueron las plantas de Mugarodos, Cartagena y Sagunto, donde el porcentaje de horas de funcionamiento con estos ritmos de producción se situó en el 88%, 65% y 57%, respectivamente.

### Seguimiento del cumplimiento de los mínimos técnicos

	Mínimo técnico Nm <sup>3</sup> /h	% horas producción < mín. técnico
Barcelona	450.000	36%
Huelva	300.000	31%
Cartagena	300.000	65%
Bilbao	300.000	13%
Sagunto	200.000	57%
Mugarodos	210.000	88%
<b>Total Plantas</b>	<b>1.760.000</b>	<b>39%</b>

Con el fin de solventar los problemas operativos relacionados con el incumplimiento de los mínimos técnicos de producción, la Disposición Adicional Séptima de la Orden ITC/3128/2011 estableció que la Comisión Nacional de Energía deberá presentar una propuesta a la Dirección General de Política Energética y Minas de mínimos técnicos de operación de cada planta de regasificación y los mínimos zonales no transportables desde la red de transporte, incluyendo un análisis de las inversiones necesarias para reducir tanto unos como otros.

## Carga de cisternas en plantas de regasificación

A mediados de diciembre de 2010, los cargaderos de cisternas de la planta de regasificación de Bilbao quedaron inhabilitados debido a las obras de construcción del tercer tanque de GNL. Por ello, durante 2012 no se produjeron cargas de cisternas en esta terminal.

En cuanto al servicio de carga de cisternas realizado por el resto de las plantas, en 2012 se registró un nuevo incremento, en esta ocasión del 3%, que situó la cantidad total de energía gestionada en 13.591GWh. En este sentido, destacó especialmente la Planta de Regasificación de Huelva, que tramitó el 37% de las cargas y llegó a realizar un servicio diario de hasta 24 GWh/día.

### Carga de cisternas en plantas de regasificación

	2011		2012				Δ s/2011
	Total GWh	Nº cisternas	Total GWh	% s/ total 2012	Nº cisternas	Máx. diario GWh/día	
Barcelona	3.225	10.511	2.958	22%	9.718	16	-8%
Huelva	4.650	15.462	5.060	37%	16.681	24	9%
Cartagena	2.994	10.102	2.927	22%	9.761	19	-2%
Bilbao*	0	0	0	0%	0	-	-
Sagunto	1.404	4.827	1.281	9%	4.416	8	-9%
Mugardos	960	3.285	1.366	10%	4.710	9	42%
<b>Total</b>	<b>13.233</b>	<b>44.187</b>	<b>13.591</b>	<b>100%</b>	<b>45.286</b>	<b>-</b>	<b>3%</b>

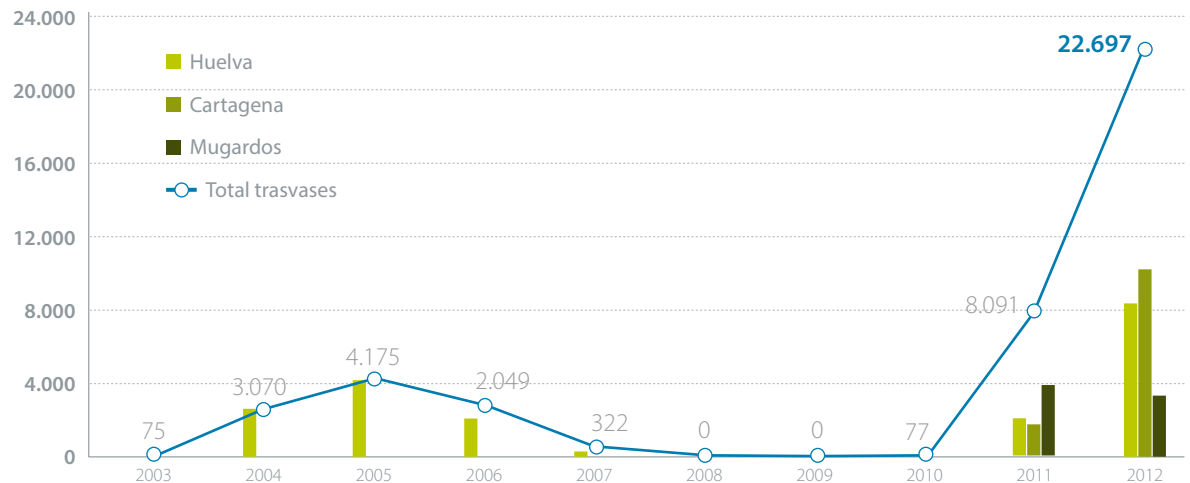
\* Cargadero inhabilitado por las obras de construcción del tercer tanque de almacenamiento de GNL

## Recargas de GNL en buques metaneros

El año 2012 volvió a destacar también por el importante incremento de las operaciones de recarga de GNL en buques metaneros que realizaron las terminales de Huelva, Cartagena y Mugaros. En el cómputo global, las operaciones realizadas acumularon 22.697 GWh, superando ampliamente el máximo histórico de 8.091 GWh que se registró en 2011.

### Evolución histórica de las recargas de GNL en el Sistema Gasista español

Unidad: GWh/año



Las terminales que más sobresalieron en este sentido fueron la Planta de Huelva, que gestionó el mayor número de operaciones de recarga, y la de Cartagena, que acumuló el 46% de la energía total cargada en buques y alcanzó un total de 10.419 GWh de GNL. A su vez, la Planta de Mugaros destacó por el número de operaciones de *cool down* y *gassing-up*.



### Operaciones de recarga de GNL en plantas de regasificación

	2011		2012				
	Total GWh	Nº recargas	Total GWh	Nº recargas	Gassing-up GWh	Cool down GWh	Carga bruta GWh
Barcelona	0	0	0	0	0	0	0
Huelva	2.327	7	8.877	16	6	20	8.851
Cartagena	1.903	7	10.419	14	0	0	10.419
Bilbao	0	0	0	0	0	0	0
Sagunto	0	0	0	0	0	0	0
Mugarbos	3.862	9	3.401	12	12	37	3.352
<b>Total</b>	<b>8.091</b>	<b>23</b>	<b>22.697</b>	<b>42</b>	<b>18</b>	<b>57</b>	<b>22.622</b>

De estas 42 operaciones, 31 son recargas de buques con destino a otros países. Un 68% de estas se llevó a cabo en metaneros grandes, de aproximadamente 145.000 m<sup>3</sup> de capacidad, 5 en buques medianos y otras 5, en buques pequeños.

### Tamaño de buques recargados por planta de regasificación con destino internacional

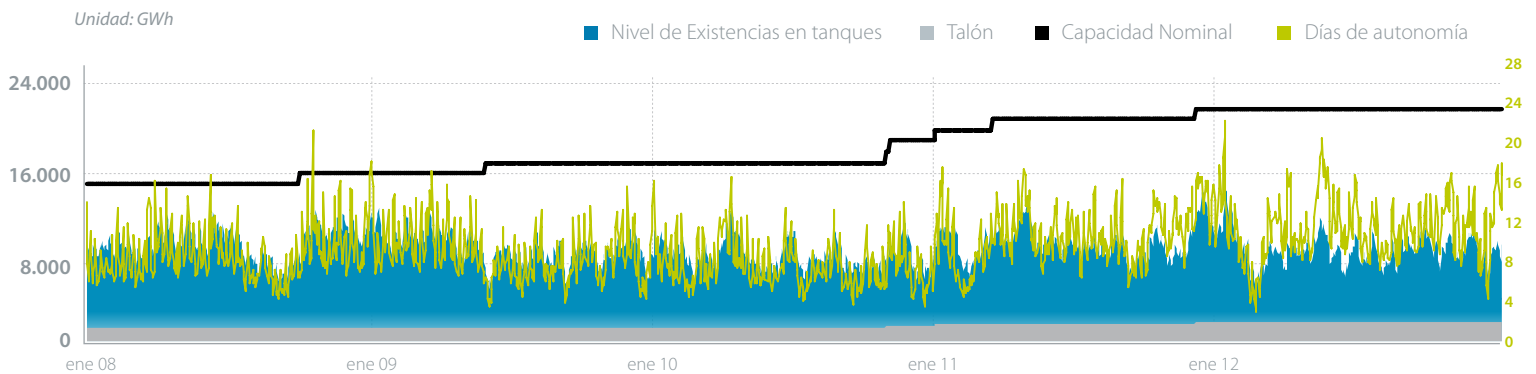
	Total GWh	Tamaño buques recargados		
		Pequeños	Medianos	Grandes
Barcelona	0	0	0	0
Huelva	8.776	3	2	8
Cartagena	10.419	2	3	9
Bilbao	0	0	0	0
Sagunto	0	0	0	0
Mugarbos	3.169	0	0	4
<b>Total Plantas</b>	<b>22.364</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>21</b>

## Existencias de GNL en tanques de almacenamiento

Durante el ejercicio 2012, las existencias medias de gas en los tanques de GNL alcanzaron el 39% de la capacidad total de almacenamiento, porcentaje que supuso una reducción del 8% en el nivel medio de energía almacenada respecto al año 2011.

En este sentido, cabe destacar que el descenso de la producción de las plantas de regasificación fue mayor que el descenso de las existencias de GNL. El ratio de las existencias de GNL, tanto entre la producción como entre la contratación, se vio incrementado en 2012, hasta situarse en una media anual de 11,6 días de autonomía y de 8,3 días de contratación almacenados.

### Evolución de las existencias de GNL en tanques de almacenamiento



	2008	2009	2010	2011	2012
Nivel medio de existencias (GWh)	9.402	9.002	8.166	9.462	8.741
% medio de llenado en tanques	61%	54%	47%	45%	39%
Nº medio de días de contratación almacenados	6,5	5,9	5,3	7,5	8,3
Promedio días de autonomía (Existencias útiles/producción)	9	9,1	7,9	11,1	11,6

Las existencias medias de GNL en tanques se situaron en el año 2012 en 8.741 GWh, lo que supuso aproximadamente 721 GWh por debajo de las existencias medias registradas en el ejercicio anterior. El descenso se produjo de forma generalizada en cinco de las plantas del Sistema, aunque fueron las terminales de Huelva y Barcelona las que registraron los mayores descensos (24% y 11%, respectivamente). La única excepción fue la Planta de Regasificación de Mugarodos, que registró un incremento de sus existencias medias de GNL del 18%.

### Nivel medio de existencias en tanques de almacenamiento de GNL

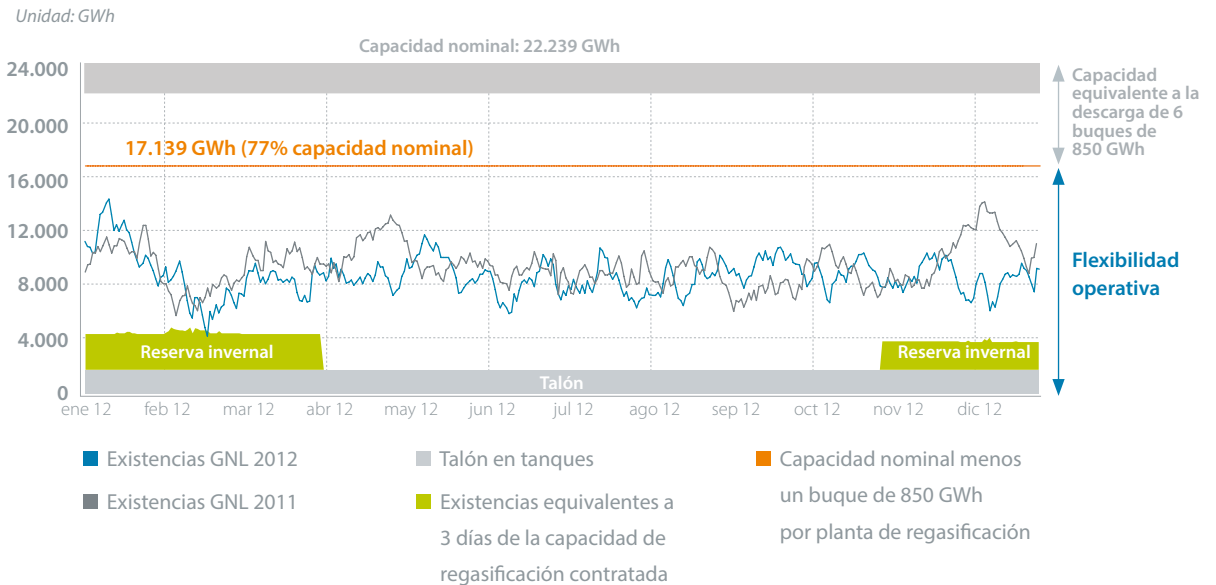
Unidad: GWh

	2011			2012		
	Capacidad nominal	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Δ Existencias s/ 2011
Barcelona	5.754	2.384	42%	2.110	37%	-11%
Huelva	4.244	2.078	49%	1.574	37%	-24%
Cartagena	4.021	1.600	40%	1.560	39%	-3%
Bilbao	2.055	1.190	58%	1.178	57%	-1%
Sagunto	4.110	1.348	33%	1.300	32%	-4%
Mugarodos	2.055	862	42%	1.020	50%	18%
<b>Sistema</b>	<b>22.239</b>	<b>9.462</b>	<b>43%</b>	<b>8.741</b>	<b>39%</b>	<b>-8%</b>

Durante el invierno 2011-2012, el GTS mantuvo los principios de operación del Sistema de acuerdo con las reglas operativas establecidas en la Resolución de 23 de noviembre de 2011, por la que se aprobó el Plan de Actuación Invernal para la operación del Sistema Gasista.

Las reglas invernales establecen obligaciones tanto para el GTS como para los comercializadores con el objetivo de garantizar el suministro de gas ante situaciones de frío que pudieran incrementar repentinamente el consumo del mercado doméstico y comercial. Así, el GTS adquiere la obligación de intensificar el análisis y seguimiento de las programaciones mensuales para evitar riesgos en el Sistema y de informar sobre el incremento de la demanda convencional en caso de "Ola de Frío" con detalle del Grupo 3. Por su parte, los comercializadores con contratos de regasificación deben mantener unas existencias mínimas de GNL en los tanques de las plantas de regasificación en concepto de reserva invernal.

## Gestión global de existencias de GNL en el Sistema



El 17 de febrero de 2012, coincidiendo con el final de una de las "Olas de Frío" más severas de los últimos años, el Sistema recurrió a la citada reserva invernal de GNL para atender la demanda de gas natural del país. Ese día, las existencias de GNL se situaron en 4.259 GWh, equivalentes al 19% de la capacidad de almacenamiento.

El máximo nivel de llenado del año se alcanzó el 10 de enero de 2012 y correspondió a 14.435 GWh, equivalentes al 65% de la capacidad total de almacenamiento.

En octubre de 2012, el GTS comunicó que actuaría durante el invierno 2012-2013 de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 23 de noviembre de 2011 (Nota de Operación nº 16/2012).

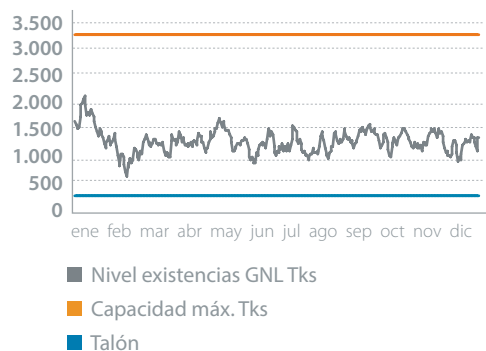
### Desvíos de buques por declaración de Situación de Operación Excepcional

A lo largo de 2012, la logística de buques únicamente se vio afectada por el desvío de un buque metanero hacia la Planta de Cartagena para garantizar el cumplimiento del mínimo técnico de producción. Esta situación, que se puso en conocimiento del sector mediante la publicación de la Nota de Operación nº 10/2012, requirió la modificación de la programación prevista en las plantas de regasificación. Esta labor se llevó a cabo sin afcción a ningún usuario final y atendiendo con normalidad toda la demanda programada.

## Actividad en plantas de regasificación

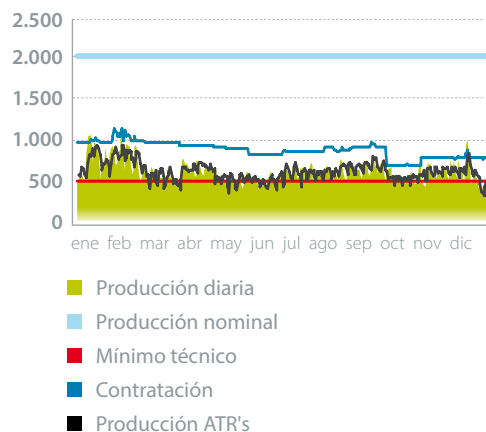
### Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL



### Producciones diarias plantas

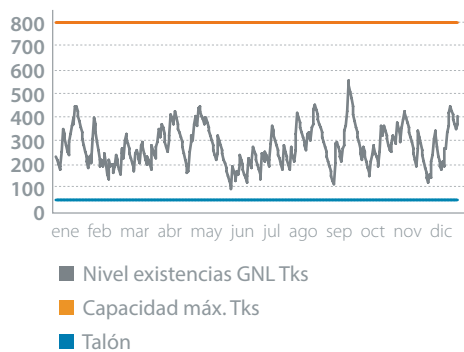
GWh/día



			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	<b>237.735</b>		
		nº buques	<b>291</b>		
	Cargas	GWh	<b>22.697</b>		
		nº buques	<b>42</b>		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	<b>3.246.500</b>	<b>3.246.500</b>	
		GWh	<b>22.239</b>	<b>22.239</b>	
		Talón m <sup>3</sup> GNL (T)	<b>254.205</b>	<b>254.205</b>	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	<b>1.276.027</b>		
		GWh	<b>8.741</b>		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	<b>806</b>		
	Cisternas	GWh/día	<b>48</b>		
	% medio contratado vs. nominal		<b>43%</b>		
	% utilización media contratación		<b>69%</b>		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	<b>500</b>	<b>500</b>
		Total (A)	m <sup>3</sup> GNL/día	<b>288.810</b>	<b>288.810</b>
		Vaporización	GWh/día	<b>1.978</b>	<b>1.978</b>
	Diaria	Cisternas	GWh/día	<b>6,863</b>	<b>6,863</b>
		RÉCORD	GWh/día	<b>1.916</b>	<b>1.916</b>
		Máxima (B)	GWh/día	<b>62,8</b>	<b>62,8</b>
		Media (C)	GWh/día	<b>1.421</b>	<b>09/01/2009</b>
	Mínima	GWh/día	<b>1.041</b>	<b>592</b>	
			GWh/día	<b>367</b>	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	<b>216.558</b>		
Días de autonomía	(Ex-T)/B	<b>11,6 días</b>			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)		<b>53%</b>	<b>53%</b>	
	medio (C/A)		<b>30%</b>	<b>30%</b>	

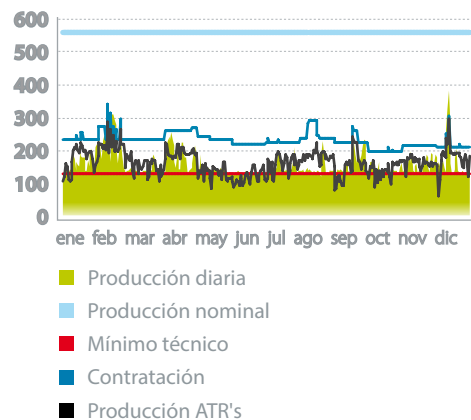
## Actividad en la Planta de Barcelona

## Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL

## Producciones diarias plantas

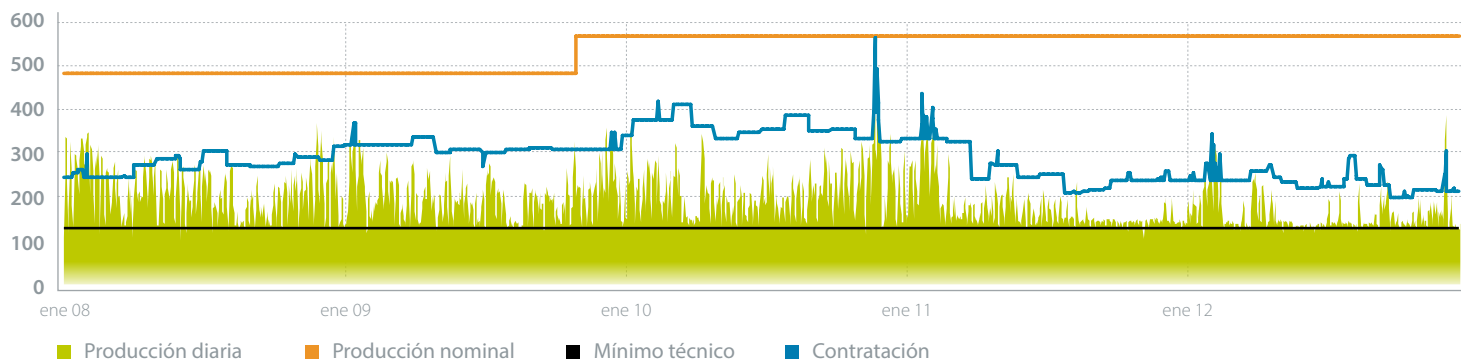
GWh/día



			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	<b>58.347</b>		
		nº buques	<b>73</b>		
	Cargas	GWh	<b>0</b>		
		nº buques	<b>0</b>		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	<b>840.000</b>	<b>840.000</b>	
		GWh	<b>5.754</b>	<b>5.754</b>	
		Talón (9%) m <sup>3</sup> GNL (T)	<b>75.600</b>	<b>75.600</b>	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	<b>307.986</b>		
		GWh	<b>2.110</b>		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	<b>218</b>		
	Cisternas	GWh/día	<b>13</b>		
	% medio contratado vs. nominal		<b>41%</b>		
	% utilización media contratación		<b>70%</b>		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	<b>128</b>	<b>128</b>
		Total (A)	GWh/día	<b>559</b>	<b>559</b>
		Vaporización	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	<b>1.950</b>	<b>1.950</b>
	Diaria	Cisternas	GWh/día	<b>15,1</b>	<b>15,1</b>
		RÉCORD	GWh/día	<b>400</b>	<b>30/11/2010</b>
		Máxima (B)	GWh/día	<b>381</b>	
		Media (C)	GWh/día	<b>157</b>	
		Mínima	GWh/día	<b>115</b>	
		PRODUCCIÓN periodo	GWh	<b>57.408</b>	
Días de autonomía	(Ex-T)/C	<b>10,0 días</b>			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)		<b>68%</b>	<b>68%</b>	
	medio (C/A)		<b>28%</b>	<b>28%</b>	

## Evolución de la producción y contratación en la Planta de Barcelona

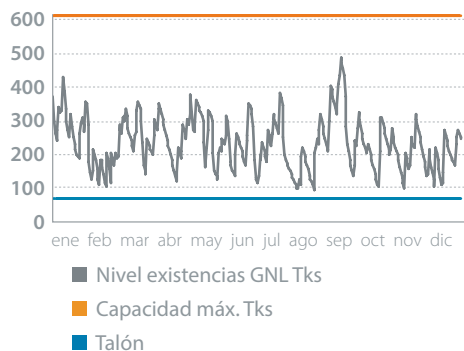
Unidad: GWh/día



	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559
Contratación media anual GWh/día	271	310	355	261	231
% Contratación/Nominal	57%	63%	63%	47%	41%
Máximo % Contratación/Nominal	65%	77%	99%	77%	61%
Producción media GWh/día	210	197	211	171	157
Uso medio de la contratación %	78%	64%	60%	66%	68%

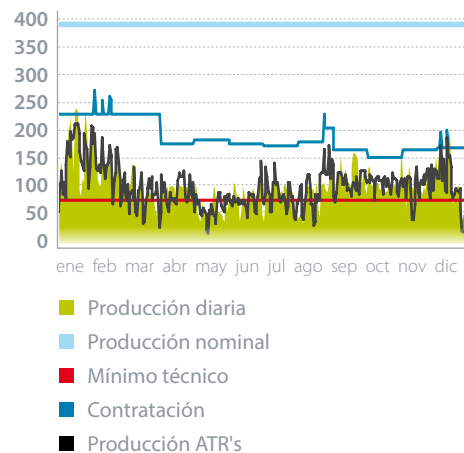
## Actividad en la Planta de Huelva

## Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL

## Producciones diarias plantas

GWh/día

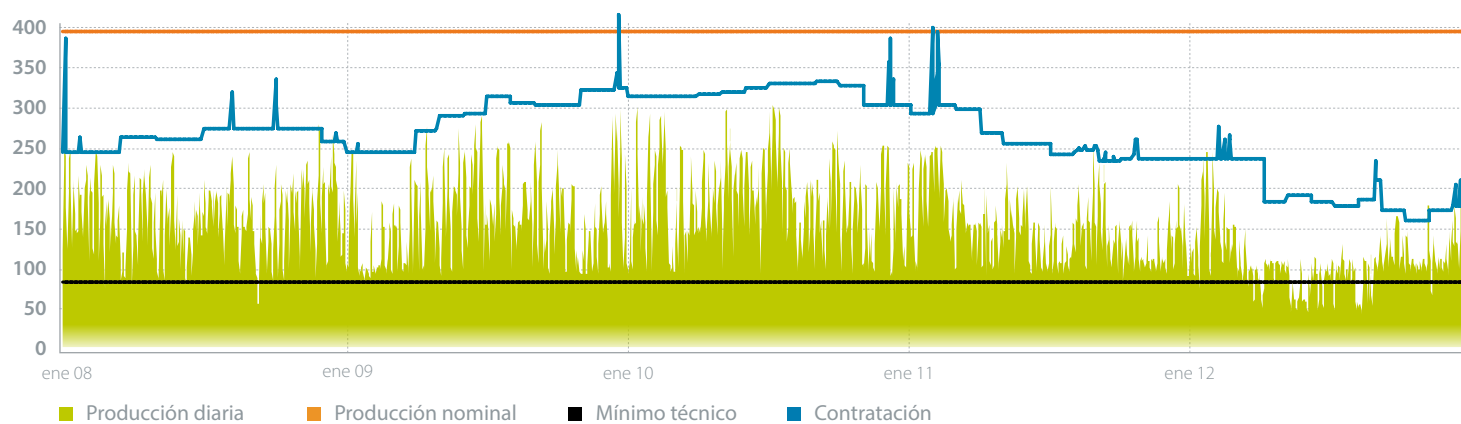


			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	48.218		
		nº buques	64		
	Cargas	GWh	8.877		
		nº buques	16		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	619.500	619.500	
		GWh	4.244	4.244	
		Talón (9%) m <sup>3</sup> GNL (T)	55.755	55.755	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	229.811		
		GWh	1.574		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	180		
	Cisternas	GWh/día	15		
	% medio contratado vs. nominal		50%		
	% utilización media contratación		56%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	85	85
		Total (A)	GWh/día	392	392
		Vaporización	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	1.350	1.350
	Diaria	Cisternas	GWh/día	377	377
		RÉCORD	GWh/día	15,1	15,1
		Máxima (B)	GWh/día	330	21/12/2006
		Media (C)	GWh/día	245	
		Mínima	GWh/día	109	
		Mínima	GWh/día	46	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	40.059	
Días de autonomía		(Ex-T)/B	10,6 días		
UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)		63%	63%	
	RATIO medio (C/A)		28%	28%	



## Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva

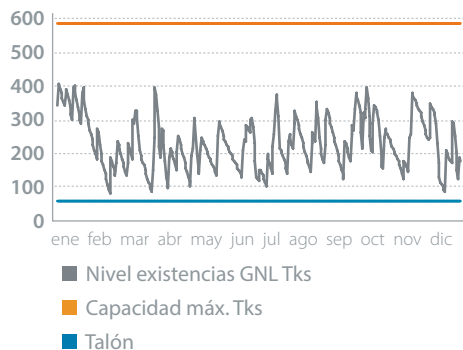
Unidad: GWh/día



	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	263	288	318	260	195
% Contratación/Nominal	67%	73%	81%	66%	50%
Máximo % Contratación/Nominal	98%	105%	98%	101%	70%
Producción media GWh/día	167	164	185	149	109
Uso medio de la contratación %	64%	57%	58%	57%	56%

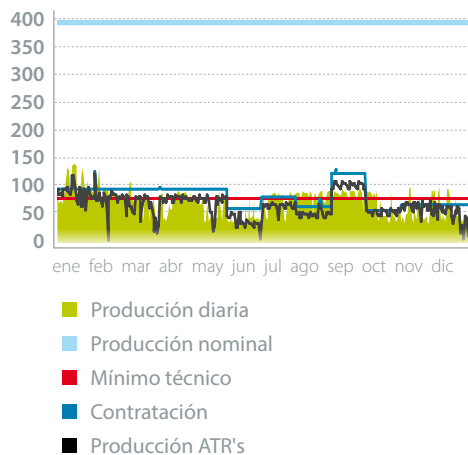
## Actividad en la Planta de Cartagena

## Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL

## Producciones diarias plantas

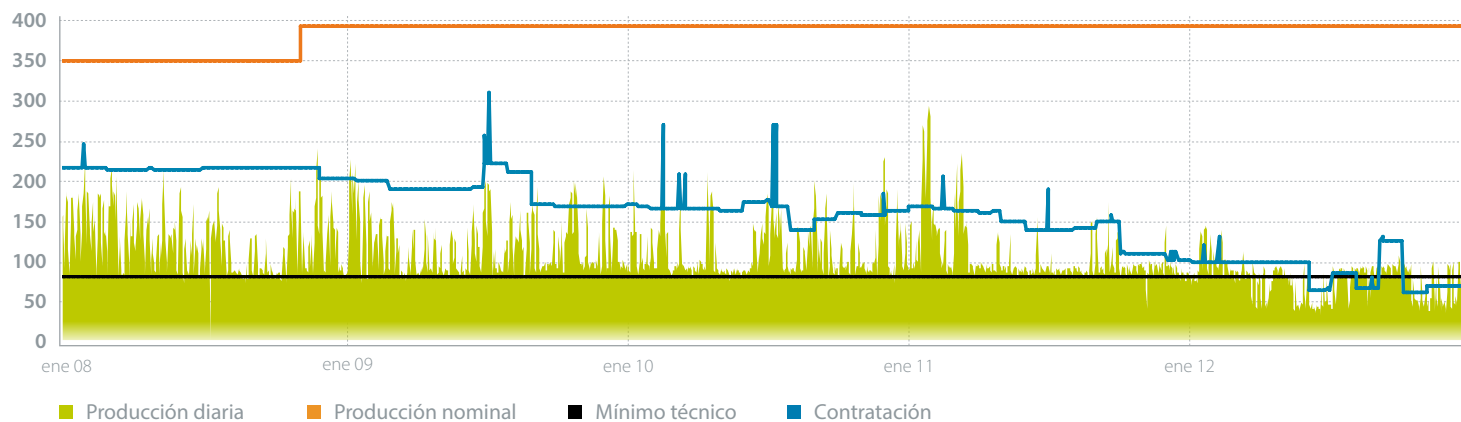
GWh/día



			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	38.684		
		nº buques	47		
	Cargas	GWh	10.419		
		nº buques	14		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	587.000	587.000	
		GWh	4.021	4.021	
		Talón (9%) m <sup>3</sup> GNL (T)	52.830	52.830	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	227.733		
		GWh	1.560		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	81		
	Cisternas	GWh/día	10		
	% medio contratado vs. nominal		23%		
	% utilización media contratación		81%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	85	85
		Total (A)	GWh/día	392	392
		Vaporización	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	1.350	1.350
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
		RÉCORD	GWh/día	295	27/01/2011
		Máxima (B)	GWh/día	146	
		Media (C)	GWh/día	80	
		Mínima	GWh/día	39	
PRODUCCIÓN periodo		GWh	28.813		
Días de autonomía		(Ex-T)/B	14,9 días		
UTILIZACIÓN planta	RATIO	punta (B/A)	37%	37%	
		medio (C/A)	20%	20%	

## Evolución de la producción y contratación en la Planta de Cartagena

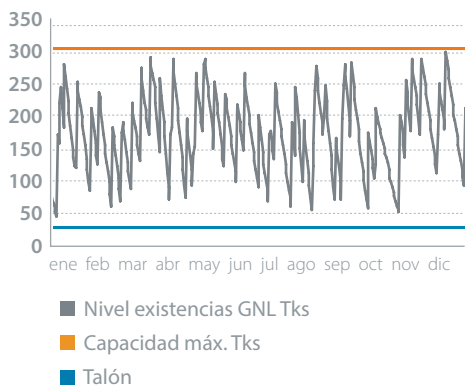
Unidad: GWh/día



	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	216	193	167	145	92
% Contratación/Nominal	61%	49%	43%	37%	23%
Máximo % Contratación/Nominal	71%	79%	69%	53%	34%
Producción media GWh/día	129	122	116	108	80
Uso medio de la contratación %	60%	64%	70%	75%	88%

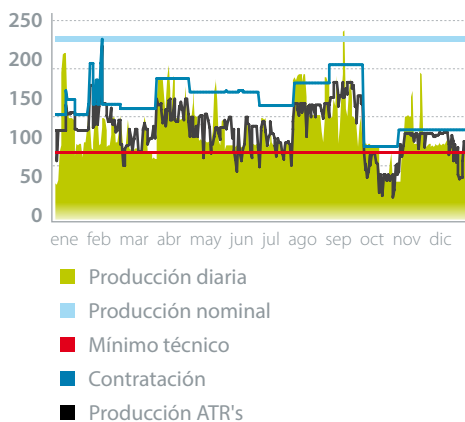
## Actividad en la Planta de Bilbao

## Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL

## Producciones diarias plantas

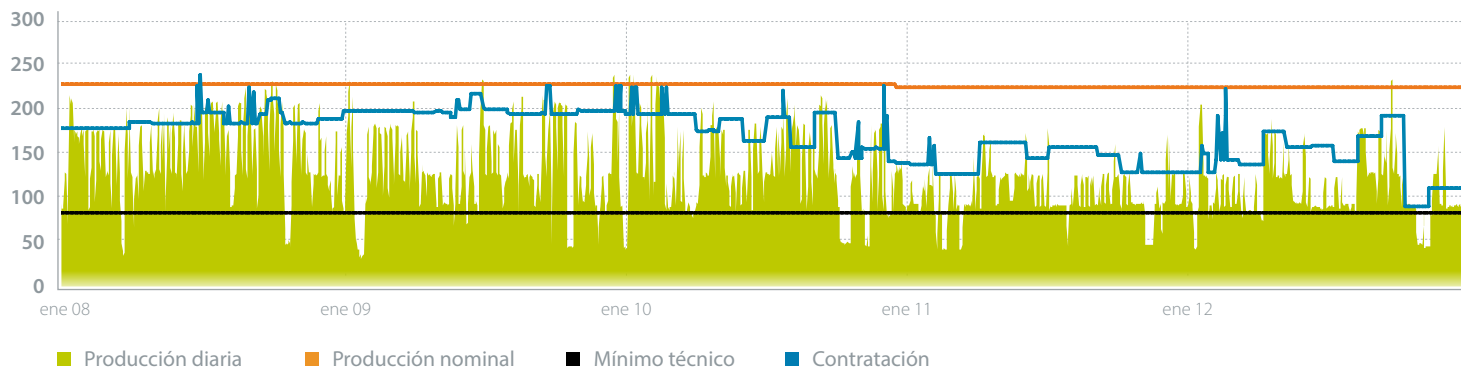
GWh/día



			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	41.032		
		nº buques	44		
	Cargas	GWh	0		
		nº buques	0		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	300.000	300.000	
		GWh	2.055	2.055	
		Talón (9%) m <sup>3</sup> GNL (T)	27.000	27.000	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	171.916		
		GWh	1.178		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	145		
	Cisternas	GWh/día	0		
	% medio contratado vs. nominal		65%		
	% utilización media contratación		77%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Mínimo técnico	GWh/día	85	85	
		Total (A)	GWh/día	223	223
		Vaporización	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	800	800
	Nominal		GWh/día	223	223
		Cisternas	GWh/día	0,0	0,0
		RÉCORD	GWh/día	238	06/01/2010
	Diaria	Máxima (B)	GWh/día	232	
		Media (C)	GWh/día	110	
		Mínima	GWh/día	44	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	40.374		
Días de autonomía	(Ex-T)/B	8,6 días			
RATIO UTILIZACIÓN planta	punta (B/A)	104%	104%		
	medio (C/A)	49%	49%		

## Evolución de la producción y contratación en la Planta de Bilbao

Unidad: GWh/día

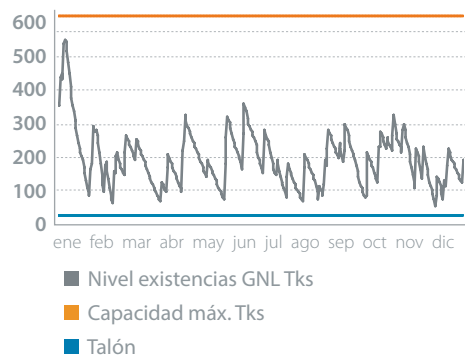


	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223 <sup>(*)</sup>	223
Contratación media anual GWh/día	187	199	176	144	145
% Contratación/Nominal	82%	87%	77%	65%	65%
Máximo % Contratación/Nominal	104%	99%	99%	76%	100%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%

*\* Descenso de 5 GWh/día en la capacidad nominal debido al desmantelamiento del cargadero de cisternas por las obras de ejecución del tercer tanque de almacenamiento de GNL.*

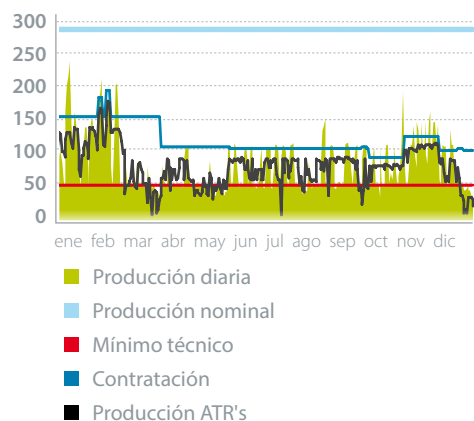
## Actividad en la Planta de Sagunto

## Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL

## Producciones diarias plantas

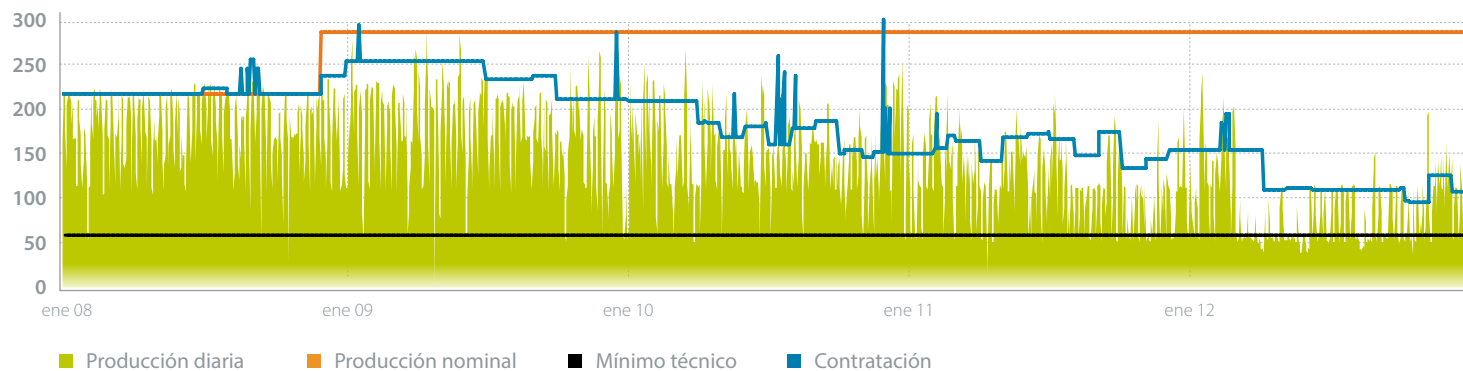
GWh/día



			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	30.966		
		nº buques	40		
	Cargas	GWh	0		
		nº buques	0		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	600.000	600.000	
		GWh	4.110	4.110	
		Talón (9%) m <sup>3</sup> GNL (T)	25.020	25.020	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	189.712		
		GWh	1.300		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	119		
	Cisternas	GWh/día	6		
	% medio contratado vs. nominal		43%		
	% utilización media contratación		69%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	57	57
		Total (A)	GWh/día	290	290
		Vaporización	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	1.000	1.000
	Diaria	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5
		RÉCORD	GWh/día	292	16/04/2009
		Máxima (B)	GWh/día	244	
		Media (C)	GWh/día	87	
		Mínima	GWh/día	40	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	31.918		
	Días de autonomía	(Ex-T)/B	12,7 días		
UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)		84%	84%	
	medio (C/A)		30%	30%	

## Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto

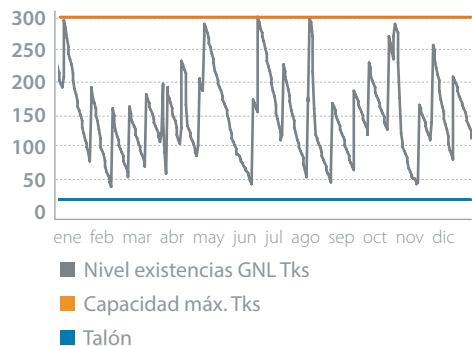
Unidad: GWh/día



	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290
Contratación media anual GWh/día	223	243	184	160	125
% Contratación/Nominal	99%	84%	63%	55%	43%
Máximo % Contratación/Nominal	118%	103%	105%	69%	69%
Producción media GWh/día	182	179	154	118	87
Uso medio de la contratación %	81%	74%	85%	73%	70%

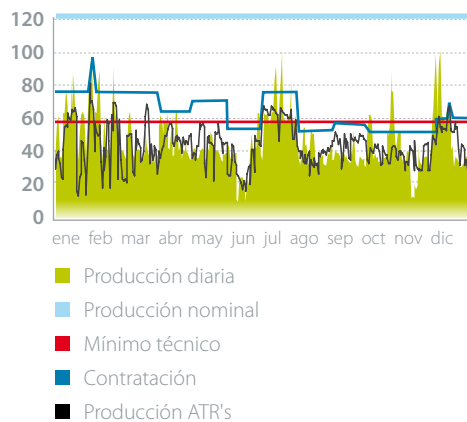
## Actividad en la Planta de Mugarodos

## Niveles diarios existencias en tanques de GNL

1.000 m<sup>3</sup> de GNL

## Producciones diarias plantas

GWh/día

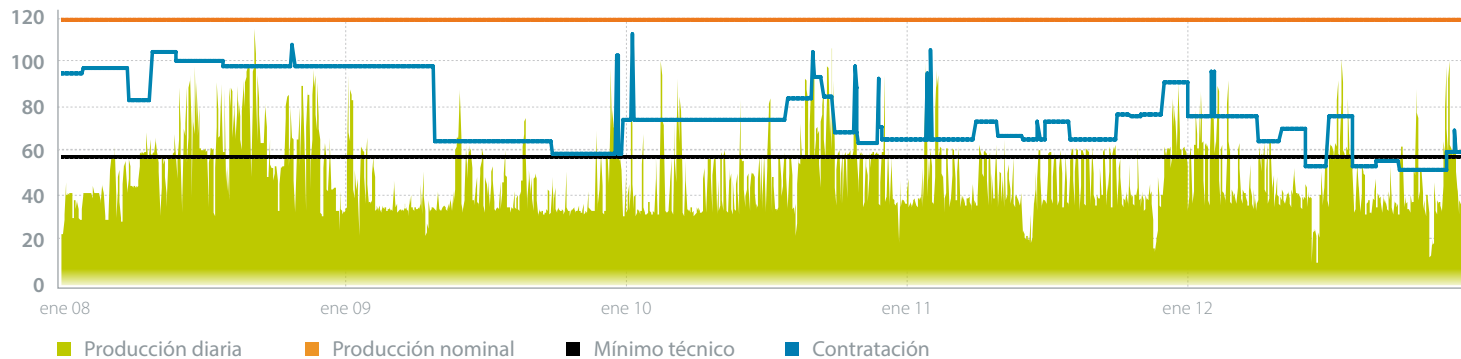


			ene-12	dic-12	
Buques GNL	Descargas	GWh	20.487		
		nº buques	23		
	Cargas	GWh	3.401		
		nº buques	12		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad Máxima	m <sup>3</sup> GNL	300.000	300.000	
		GWh	2.055	2.055	
		Talón (9%) m <sup>3</sup> GNL (T)	18.000	18.000	
	Existencias medias Tks (Ex)	m <sup>3</sup> GNL	148.869		
		GWh	1.020		
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	62		
	Cisternas	GWh/día	4		
	% medio contratado vs. nominal		54%		
	% utilización media contratación		70%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	60	60
		Total (A)	GWh/día	122	122
		Vaporización	1.000 Nm <sup>3</sup> /h	413	413
	Diaria	Cisternas	GWh/día	7,0	7,0
		RÉCORD	GWh/día	118	11/09/2008
		Máxima (B)	GWh/día	104	
		Media (C)	GWh/día	49	
		Mínima	GWh/día	11	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	17.987	
	Días de autonomía		(Ex-T)/B	18,2 días	
UTILIZACIÓN planta	RATIO punta (B/A)		85%	85%	
	medio (C/A)		40%	40%	



## Evolución de la producción y contratación en la Planta de Mugaros

Unidad: GWh/día

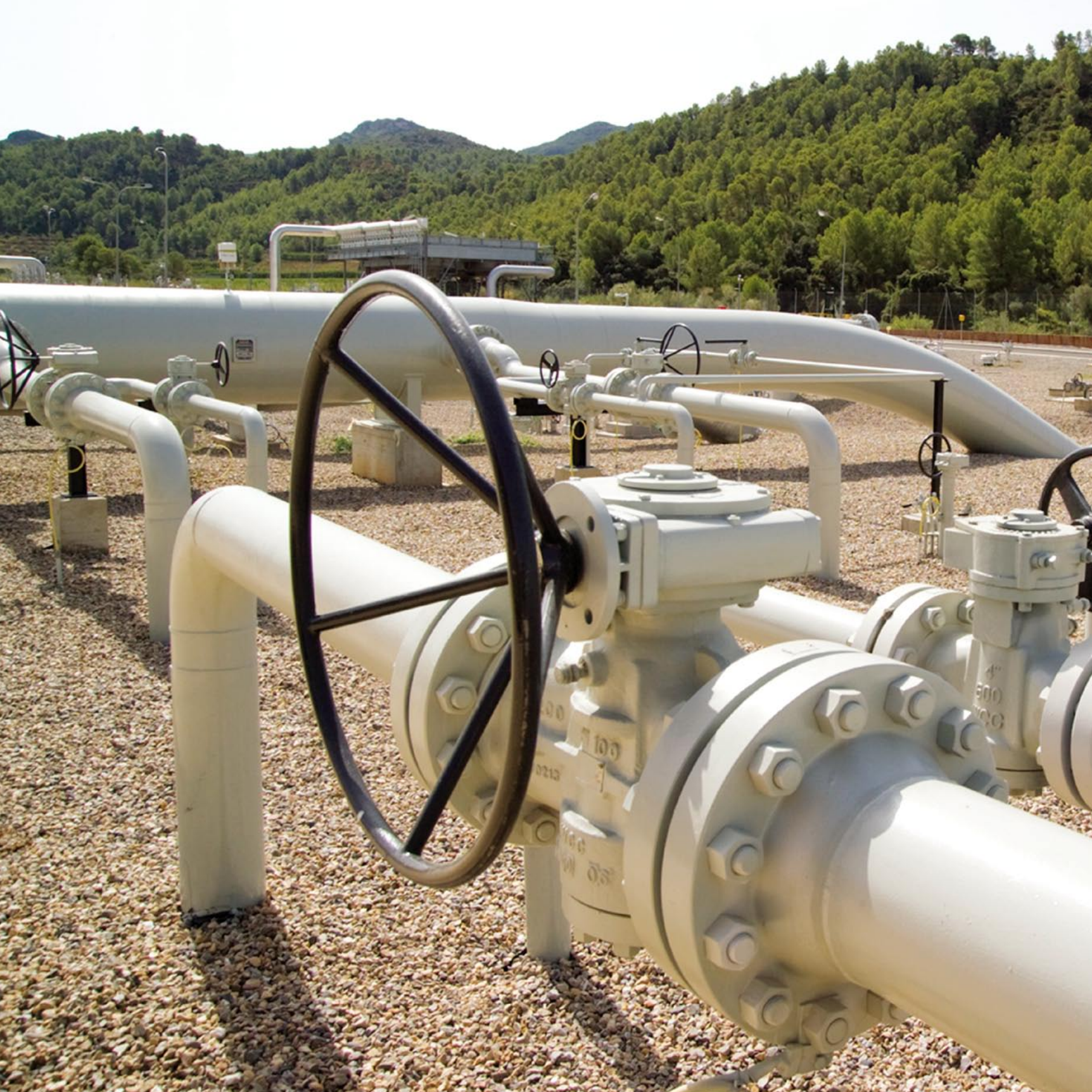


	2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	122	122	122	122	122
Contratación media anual GWh/día	101	77	77	74	66
% Contratación/Nominal	82%	63%	63%	60%	54%
Máximo % Contratación/Nominal	91%	87%	95%	89%	81%
Producción media GWh/día	59	44	53	49	49
Uso medio de la contratación %	59%	60%	68%	66%	74%

## Registro de producciones en plantas de regasificación

			2002	2003	2004	2005
BARCELONA	A	Producción anual GWh/año	69.872	71.247	79.315	89.118
	B	Producción máxima GWh/día	326,2	336,0	321,0	369,7
		Fecha del máximo	10-ene-02	19-feb-03	23-nov-04	27-ene-05
	C = A/365	Producción media diaria GWh/día	191,4	195,2	216,7	244,2
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,70	1,72	1,48	1,51
HUELVA	A	Producción anual GWh/año	33.374	37.515	29.833	51.810
	B	Producción máxima GWh/día	129,7	144,8	194,2	308,4
		Fecha del máximo	20-feb-02	30-jun-03	22-dic-04	28-ene-05
	C = A/365	Producción media diaria GWh/día	91,4	102,8	81,5	141,9
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,42	1,41	2,38	2,17
CARTAGENA	A	Producción anual GWh/año	43.100	59.276	61.649	69.227
	B	Producción máxima GWh/día	129,7	222,9	211,4	273,6
		Fecha del máximo	18-oct-02	18-feb-03	02-mar-04	29-nov-05
	C = A/365	Producción media diaria GWh/día	118,1	162,4	168,4	189,7
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,10	1,37	1,26	1,44
BILBAO	A	Producción anual GWh/año		7.308	30.166	38.441
	B	Producción máxima GWh/día		88,0	189,0	222,4
		Fecha del máximo		11-sep-03	11-nov-04	21-dic-05
	C = A/365	Producción media diaria GWh/día		50,7	82,4	105,3
	B/C	Factor de carga: máxima/media		1,73	2,29	2,11
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				

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
72.541	70.013	77.601	72.391	77.423	62.540	57.408
349,9	369,2	363,4	354,1	400,4	338,4	381,3
12-ene-06	18-dic-07	27-nov-08	10-dic-09	30-nov-10	26-ene-11	12-dic-12
198,7	191,8	212,0	198,3	212,1	171,2	157,0
1,76	1,92	1,71	1,79	1,89	1,98	2,43
62.344	58.468	61.101	59.997	67.620	54.296	40.059
330,5	323,2	277,3	297,9	301,3	252,3	245,5
21-dic-06	21-mar-07	27-nov-08	21-dic-09	06-jul-10	24-ago-11	26-ene-12
170,8	160,2	166,9	164,4	185,3	148,8	109,4
1,93	2,02	1,66	1,81	1,63	1,70	2,24
50.602	38.122	47.323	44.435	41.964	39.309	28.813
280,3	227,4	241,9	228,8	232,3	294,7	146,5
31-ene-06	18-dic-07	28-nov-08	09-ene-09	30-nov-10	27-ene-11	19-ene-12
138,6	104,4	129,3	121,7	115,0	108,4	79,6
2,02	2,18	1,87	1,88	2,02	2,72	1,84
50.132	45.532	56.278	49.285	49.933	38.426	40.374
206,1	215,7	231,1	237,6	237,9	179,4	232,2
13-sep-06	18-dic-07	02-oct-08	16-dic-09	06-ene-10	28-jun-11	14-sep-12
137,3	124,7	153,8	135,0	136,8	105,4	110,3
1,50	1,73	1,50	1,76	1,74	1,70	2,11
41.884	45.532	66.586	65.300	56.095	42.969	31.918
218,3	215,7	237,7	292,2	273,0	222,5	244,0
24-mar-06	20-nov-07	10-dic-08	16-abr-09	17-mar-10	07-jul-11	12-ene-12
134,2	189,2	181,9	178,9	153,7	117,7	87,2
1,63	1,14	1,31	1,63	1,78	1,89	2,80
	8.909	21.749	16.207	19.330	17.797	17.987
	63,6	118,1	100,8	109,0	103,2	104,2
	18-jul-07	11-sep-08	15-dic-09	27-sep-10	27-ene-11	18-jul-12
	28,6	59,4	44,4	53,0	48,6	48,9
	2,23	1,99	2,27	2,06	2,12	2,13





05

**Conexiones  
internacionales**

---

**El año 2012 destacó especialmente por el incremento del aprovisionamiento de gas natural a través de las conexiones internacionales. Globalmente, el Sistema recibió 157.192 GWh, lo que supuso un incremento del 17% respecto a 2011.**

Las conexiones con Francia y la Conexión de Almería fueron las que más destacaron en este aspecto. Concretamente, Larrau registró importaciones cercanas a su capacidad nominal a lo largo de todo el año.

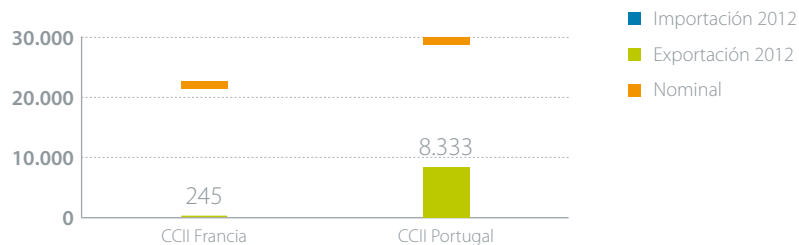
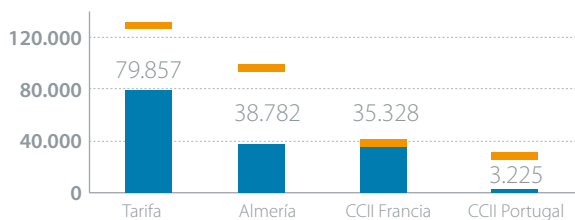
Sin embargo, las exportaciones disminuyeron considerablemente, debido sobre todo al descenso de las dirigidas hacia Francia. Así, mientras las exportaciones a Portugal mantuvieron valores similares a los registrados en 2011, las transacciones hacia Francia alcanzaron únicamente 245 GWh, lo que supuso un descenso del 91% respecto al ejercicio anterior.

### Movimientos comerciales en conexiones internacionales

Unidad: GWh

	Importación			Exportación		
	2011	2012	Δ s/2011	2011	2012	Δ s/2011
<b>Tarifa</b>	80.170	79.857	- 0,4%	-	-	-
<b>Almería</b>	23.800	38.782	63%	-	-	-
<b>CCII Francia</b>	25.482	35.328	39%	2.697	245	- 91%
<b>CCII Portugal</b>	4.485	3.225	- 28%	8.433	8.333	- 1%
<b>TOTAL</b>	<b>133.937</b>	<b>157.192</b>	<b>17%</b>	<b>11.130</b>	<b>8.578</b>	<b>- 23%</b>

Unidad: GWh



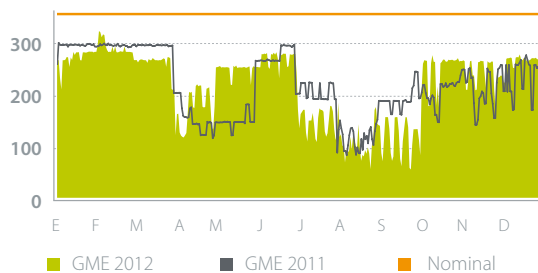
## Conexiones internacionales con el norte de África

En 2012, las conexiones internacionales con el norte de África mantuvieron flujos diarios similares a los registrados en 2011: más voluminosos en invierno y menos en verano, adaptándose así a las necesidades del Sistema.

### Movimientos físicos a través de las conexiones internacionales con el norte de África

#### Entradas del GME para España

Unidad: GWh/día



#### Entradas por MEDGAZ

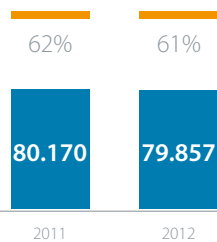
Unidad: GWh/día



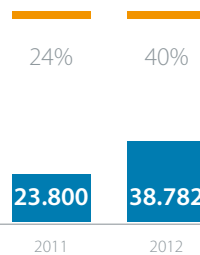
Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Almería alcanzaron los 38.782 GWh, lo que supuso un 63% más que en el año anterior debido a que estas importaciones se iniciaron en marzo de 2011.

### Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con el norte de África

#### CI Tarifa



#### CI Almería



■ Importación  
 ■ Nominal  
 % de utilización de capacidad nominal

El nivel de contratación en estas conexiones se incrementó ligeramente respecto a 2011. En Tarifa, el incremento fue del 3% y la capacidad contratada alcanzó en media anual el 73% de la capacidad nominal. Sin embargo, en Almería, el incremento fue de un 13%, con lo que la capacidad anual contratada ascendió al 47% de la capacidad nominal.

### Contratación en las conexiones internacionales con el norte de África

Unidad: GWh/año

	Contratación 2011			Contratación 2012			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/% Capacidad contratada
<b>Tarifa</b>	129.513	91.360	71%	129.868	94.471	73%	3%
<b>Almería</b>	97.166	40.811	42%	97.432	46.166	47%	13%
<b>TOTAL</b>	<b>226.679</b>	<b>132.171</b>	<b>58%</b>	<b>227.300</b>	<b>140.638</b>	<b>62%</b>	<b>6%</b>





## Conexiones internacionales con Francia

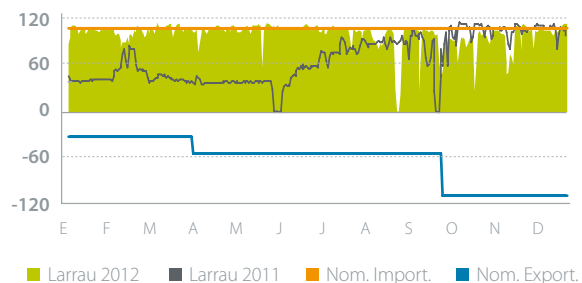
En el año 2012 destacaron especialmente las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia, que se situaron en valores próximos a las capacidades nominales a lo largo de todo el ejercicio.

La Conexión Internacional de Irún, tradicionalmente exportadora de gas, comenzó a registrar ciertos flujos importadores en 2011, que continuaron registrándose en 2012.

### Movimientos físicos a través de las conexiones internacionales con Francia (Saldo = Importación - Exportación)

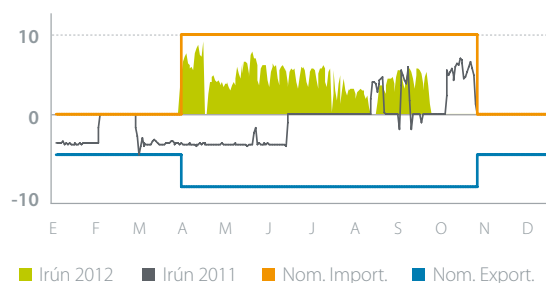
#### Saldo físico por Larrau

Unidad: GWh/día



#### Saldo físico por Irún

Unidad: GWh/día



La capacidad de importación a través de la Conexión de Larrau se encontró saturada contractualmente a lo largo de todo el ejercicio. El ya elevado nivel de contratación registrado en 2011 (94%) se superó en 2012 alcanzando el 100% de la capacidad nominal. Asimismo, también se incrementó notablemente la capacidad contratada de importación a través de la Conexión de Irún, que en 2012 alcanzó una contratación media del 96%, muy superior al 53% registrado en 2011.

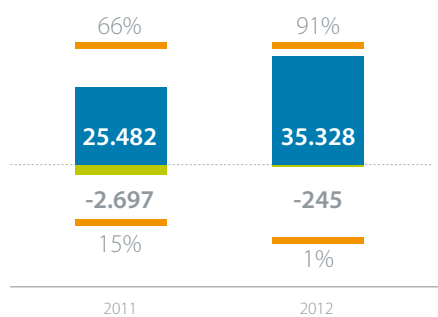
En cuanto a las capacidades de exportación, ambas conexiones mantuvieron niveles de contratación similares a los registrados en el ejercicio anterior, a pesar de que, con la puesta en operación de la duplicación completa del Gasoducto Tivissa-Paterna y el Gasoducto Yela-Villar de Arnedo, la capacidad nominal de exportación a través de la Conexión de Larrau se incrementó en octubre de 2012 hasta los 100 GWh/día.

## Contratación en las conexiones internacionales con Francia

Unidad: GWh/año

		Contratación 2011			Contratación 2012			Δ s/% capacidad contratada
		Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	
Importación	CCII Francia	38.640	35.610	92%	38.740	38.714	100%	8%
	Larrau	36.500	34.480	94%	36.600	36.667	100%	6%
	Irún	2.140	1.130	53%	2.140	2.047	96%	81%
Exportación	CCII Francia	17.911	9.163	51%	23.766	9.925	42%	- 18%
	Larrau	15.230	7.703	51%	21.080	8.461	40%	- 21%
	Irún	2.681	1.460	54%	2.686	1.464	55%	0,1%

### Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con Francia



■ Importación ■ Exportación ■ Capacidad Nominal

% de utilización de capacidad nominal

Desde finales de 2010, con el inicio de la reversibilidad de Larrau, la operación en las conexiones internacionales entre Francia y España se realiza de manera conjunta. Los gestores de las redes de transporte coordinan conjuntamente la operación física en ambas conexiones, cumpliendo con los requerimientos de las programaciones comerciales y optimizando el transporte en ambos sistemas.

La importación conjunta en ambas conexiones se incrementó en 2012 un 39% hasta alcanzar los 35.328 GWh, lo que significó una utilización del 91% de la capacidad nominal. Sin embargo, la exportación conjunta se redujo en un 91% respecto a 2011, registrándose únicamente transacciones por valor de 245 GWh, es decir, el 1% de la capacidad nominal.

## Notas de Operación

En enero de 2012 se publicó la Nota de Operación nº 3/2012 que actualizaba los condicionantes operativos relativos a la exportación por la Conexión Internacional de Larrau. En ella se especificaba que, con la incorporación de la duplicación de los tramos norte y sur del Gasoducto Tivissa-Paterna, desaparecían las limitaciones para transportar gas natural desde las entradas situadas en las zonas I (Conexión Internacional de Almería y plantas de Cartagena y Sagunto) y II (Planta de Barcelona) hasta la interconexión de Larrau, quedando garantizada la capacidad de exportación en condiciones normales de operación segura.

En el cuarto trimestre del año, los flujos físicos a través de las conexiones con Francia se vieron afectados hasta en cuatro ocasiones por huelgas convocadas por el operador TIGF.

Ante estas incidencias, Enagás GTS informó al sector con antelación, publicando las correspondientes Notas de Operación, y estuvo en contacto con las comercializadoras afectadas para coordinar adecuadamente las operaciones de sustitución de las cantidades implicadas.

Gracias a las existencias disponibles en el Sistema y a las capacidades de la red de transporte fue posible realizar los ajustes de programación requeridos por las comercializadoras afectadas, de acuerdo con los procedimientos previstos en las NGTS, sin afección a ningún cliente final.

Las Notas de Operación publicadas fueron las siguientes:

- **Nota de Operación nº 13:** Interrupción total de las entradas de gas natural hacia España a través de la Conexión Internacional de Larrau el día 14 de septiembre de 2012.
- **Nota de Operación nº 14:** Interrupción parcial de las entradas hacia España desde las 06.00 h del 28 de septiembre de 2012 hasta las 06.00 h del 2 de octubre de 2012.
- **Nota de Operación nº 15:** Interrupción parcial de las entradas hacia España el día 12 de octubre de 2012.
- **Nota de Operación nº 19:** Interrupción parcial de las entradas hacia España el día 19 de octubre de 2012.

### Procedimiento de asignación de capacidad en las conexiones internacionales con Francia

Siguiendo con las directrices marcadas por la Iniciativa Regional de Gas del Sur (S-GRI), Enagás Transporte S.A.U., GRTgaz, Naturgas y TIGF desarrollaron conjuntamente un proceso de *Open Season* (OS) para, por un lado, conocer el interés del mercado en desarrollar nueva capacidad de interconexión entre España y Francia y, por otro, asignar de manera coordinada esa capacidad entre los agentes interesados. Del proceso realizado en septiembre de 2009, OSP-2013, se dedujo el interés del mercado por ampliar la capacidad de la Conexión Internacional de Larrau, mientras que no hubo ninguna postura común para la ampliación de la Conexión de Irún. Del proceso realizado en julio de 2010, OSP-2015, se decidió la ampliación de Irún, pero los resultados no fueron suficientes para validar la necesidad de desarrollo de MidCat.

En este contexto, además, en octubre de 2008 se elaboró el documento *Procedures for the commercialization of existing and committed capacity at the cross border point of Larrau between France and Spain* que, entre otros aspectos, establecía la realización de un procedimiento anual de asignación de capacidad a corto plazo (*Open Subscription Period for Short Term Capacities*), OSP STC, así como la metodología a emplear para esta asignación. Hasta el momento, la única conexión con Francia en la que se ha aplicado este procedimiento es Larrau.

El procedimiento de asignación correspondiente al año 2012 se inició con la publicación en el BOE de la Resolución de 12 de noviembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural a corto plazo entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014. Se trata de un proceso coordinado por los transportistas transfronterizos, en el que las autoridades regulatorias de ambos países supervisan esa asignación.

La oferta de capacidad a corto plazo fue del 20% de la capacidad técnica de la instalación, ya que el 80% restante fue asignado y contratado en la OS 2013.

En los resultados de la asignación de capacidad de Larrau, publicados en diciembre de 2012, destacaron los siguientes aspectos:

- La capacidad solicitada en sentido Francia-España fue 1,7 veces superior a la capacidad ofertada en todo el horizonte temporal subastado. Por tanto, la capacidad disponible (18.480 MWh/día) quedó totalmente asignada.
- Para los 33.301 MWh/día ofertados en sentido España-Francia para los meses de abril a octubre de 2013 (ambos incluidos) no se registraron solicitudes de capacidad.

### Capacidad ofertada, solicitada y asignada en el proceso OSP STC 2012 en sentido Francia-España por Larrau

Capacities in MWh/day	Apr 2013	May 2013	Jun 2013	Jul 2013	Ago 2013	Sep 2013	Oct 2013	Nov 2013	Dec 2013	Jan 2014	Feb 2014	Mar 2014
TIGF ▶ Enagás CODE: LAR-NORSUD												
Capacity offered through the 2012 OSP STC	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480
Capacity requested (1 <sup>st</sup> Phase)	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664	31,664
Capacity allocated (provisional allocation)	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480
Capacity requested (2 <sup>nd</sup> Phase)	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480
Capacity allocated (final allocation)	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480	18,480

### Capacidad ofertada, solicitada y asignada en el proceso OSP STC 2012 en sentido España-Francia

Capacities in MWh/day	Apr 2013	May 2013	Jun 2013	Jul 2013	Ago 2013	Sep 2013	Oct 2013	Nov 2013	Dec 2013	Jan 2014	Feb 2014	Mar 2014
Enagás ▶ TIGF CODE: LAR-SUDNOR												
Capacity offered through the 2012 OSP STC	33,001	33,001	33,001	33,001	33,001	33,001	33,001	0	0	0	0	0
Capacity requested (1 <sup>st</sup> Phase)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacity allocated (provisional allocation)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

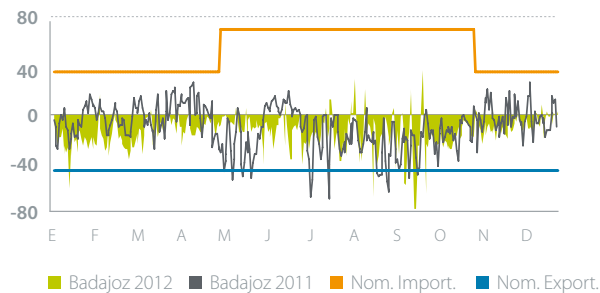
## Conexiones internacionales con Portugal

En virtud del acuerdo operativo alcanzado en 2011 entre Enagás y REN donde se contempla la operación conjunta de las conexiones hispano-portuguesas para optimizar el transporte en ambos Sistemas, durante el año 2012 las transacciones físicas correspondientes a las programaciones comerciales se realizaron habitualmente a través de la Conexión Internacional de Badajoz.

### Movimientos físicos a través de las conexiones internacionales con Portugal (Saldo = Importación - Exportación)

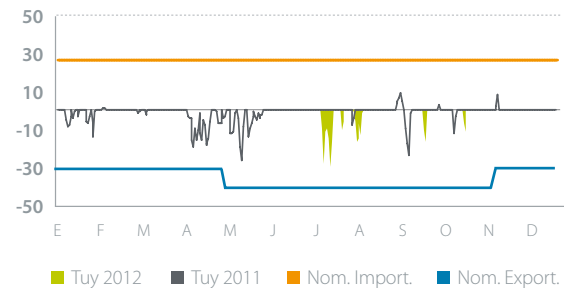
#### Saldo físico por Badajoz

Unidad: GWh/día

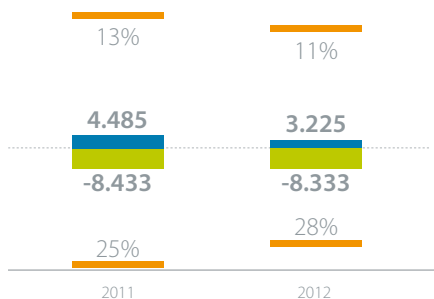


#### Saldo físico por Tuy

Unidad: GWh/día



### Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con Portugal



■ Importación ■ Exportación ■ Capacidad Nominal

% de utilización de capacidad nominal

En cuanto a las transacciones de los agentes a través de estas conexiones, en 2012 se registraron:

- Importaciones de gas natural por valor de 3.225 GWh, lo que supuso un descenso del 28% respecto a 2011 y una utilización del 11% de la capacidad nominal.
- Exportaciones por valor de 8.333 GWh, similares a las registradas en 2011, aunque con mayor número de transacciones a través de la Conexión de Tuy. Estos movimientos supusieron una utilización del 28% de la capacidad nominal, 3 puntos superior a la registrada en 2011.

La capacidad total contratada de importación mantuvo niveles similares a los registrados en 2011, desglosándose en 6.218 GWh/día contratados en la Conexión de Badajoz y 0 GWh/día en Tuy. Sin embargo, debido a la actualización de las capacidades en las conexiones entre España y Portugal que Enagás y REN realizaron en julio de 2011, la capacidad nominal de las interconexiones disminuyó sensiblemente, dando lugar en 2012 a niveles de contratación algo superiores (22% y 18% en 2012 y 2011, respectivamente).

Una situación similar se produjo respecto a la capacidad contratada de exportación a través de la interconexión de Tuy. Los 5.229 GWh/día contratados en 2012 dieron lugar a una contratación del 41%, con lo que el nivel de contratación se incrementó en un 26% respecto a los 5.514 GWh/día contratados en 2011, equivalentes al 32% de la capacidad nominal.

La única excepción en este sentido fue la capacidad de exportación contratada a través de la Conexión Internacional de Badajoz, que disminuyó en 4.115 GWh/año, lo que dio lugar a un descenso en el nivel de contratación del 25% respecto a 2011.

### Contratación en las conexiones internacionales con Portugal

Unidad: GWh/año

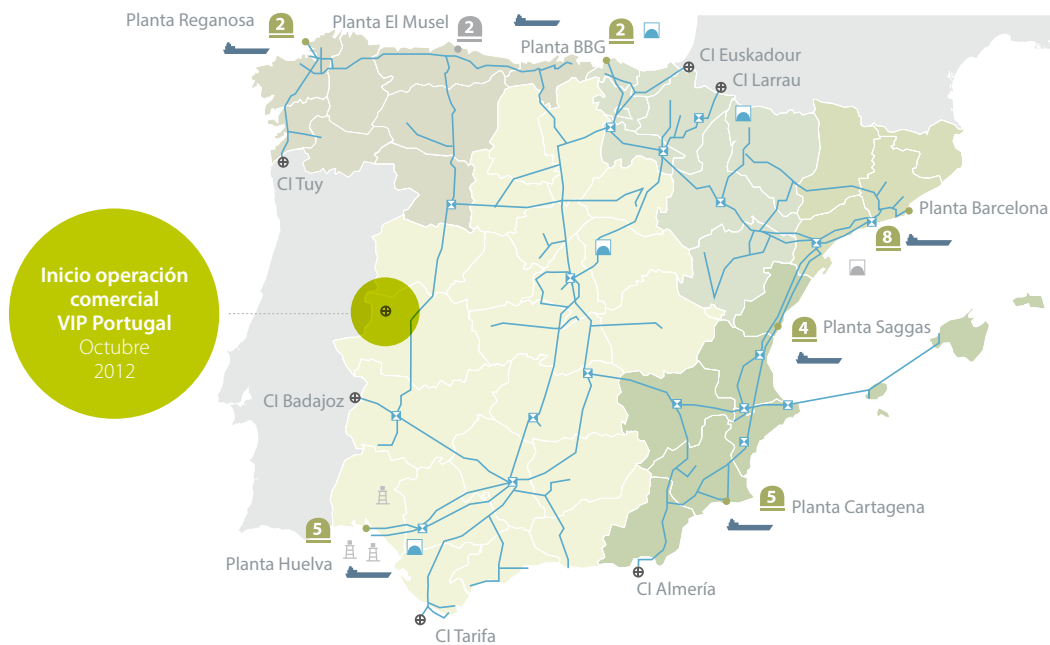
	Contratación 2011			Contratación 2012				
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/% capacidad contratada	
<b>Importación</b>	<b>CCII Portugal</b>	<b>35.798</b>	<b>6.496</b>	<b>18%</b>	<b>28.400</b>	<b>6.218</b>	<b>22%</b>	<b>21%</b>
	<b>Badajoz</b>	29.026	6.496	22%	19.250	6.218	32%	44%
	<b>Tuy</b>	6.722	0	0	9.150	0	-	-
	<b>VIP Portugal*</b>	-	-	-	5.225	0	-	-
<b>Exportación</b>	<b>CCII Portugal</b>	<b>33.492</b>	<b>22.043</b>	<b>66%</b>	<b>29.290</b>	<b>17.643</b>	<b>60%</b>	<b>-8%</b>
	<b>Badajoz</b>	16.425	16.529	101%	16.470	12.414	75%	-25%
	<b>Tuy</b>	17.067	5.514	32%	12.820	5.229	41%	26%
	<b>VIP Portugal*</b>	-	-	-	4.496	68	2%	-

\* La capacidad nominal en el VIP Portugal es la suma de las capacidades no contratadas en las conexiones de Badajoz y Tuy en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2012.

En el verano de 2012 se puso en marcha un proceso piloto de subasta de capacidad en la interconexión de España y Portugal basado en la versión preliminar del Código de Red sobre Asignación de Capacidad (*Network Code CAM*), desarrollado hasta el momento por ENTSOG. De esta forma, Enagás y REN se adelantaron a la entrada en vigor del código, cuyo proceso de Comitología se iniciará en enero de 2013.

Con este hito, surgió en el Sistema Gasista español el Punto de Interconexión Virtual (VIP, en sus siglas en inglés) entre España y Portugal. En él, los agentes programarán sus transacciones comerciales independientemente de cómo se realice la operación física, que seguirá los principios recogidos por el citado acuerdo operativo existente entre los gestores de transporte de ambos países. Así, hasta el fin de vigencia de los contratos existentes en las conexiones de Badajoz y Tuy, la capacidad máxima que será posible contratar en el VIP Portugal será la suma de las capacidades disponibles, no contratadas, en las conexiones de Badajoz y Tuy.

### Inicio de operación comercial en el VIP Portugal











06

Almacенamientos  
subterráneos

---

**En el año 2012 la capacidad total de almacenamiento subterráneo se amplió en 7.760 GWh, al sumarse a los almacenamientos de Serrablo y Gaviota la primera fase del Almacenamiento Marismas y, posteriormente, Yela.**

La inyección de gas en almacenamientos se redujo frente a la registrada en 2011, aun con la inyección en los nuevos almacenamientos de Yela y Marismas; mientras que la extracción alcanzó un volumen similar. La campaña de inyección comenzó a finales de marzo de 2012 y terminó el 29 de octubre, alcanzándose un 97% de llenado.

La extracción acumulada de los almacenamientos fue de 11.308 GWh, lo que supuso un aumento del 1% respecto al año anterior, y la inyección alcanzó los 13.052 GWh, descendiendo el 17% sobre el año pasado, y arrojando un saldo a favor de la inyección de 1.744 GWh.

Capacidad en AASS	Mm <sup>3</sup> (n)	GWh
<b>Capacidad TOTAL</b>	<b>4.438</b>	<b>52.233</b>
Gas colchón	2.702	31.480
Gas operativo	1.736	20.753
Gas útil	2.443	28.956
Capacidad operativa máxima	Mm <sup>3</sup> (n) / día	GWh / día
Capacidad de inyección	12,2	145
Capacidad de extracción	12,8	152

## Seguimiento de existencias en AASS

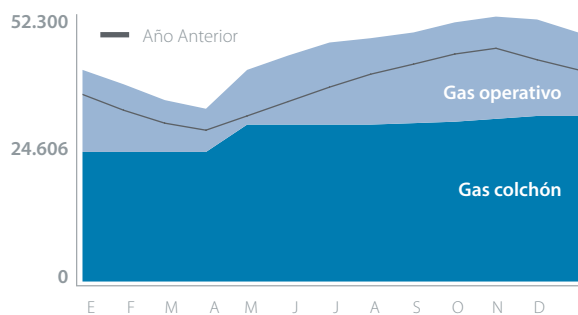
Unidad: GWh

Finales diciembre		2011	2012	
<b>Capacidad AASS</b>		<b>44.473</b>	<b>52.233</b>	
<b>Existencias totales (A<sub>1</sub>+A<sub>2</sub>+A<sub>3</sub>)</b>		<b>40.304</b>	<b>47.453</b>	
A <sub>1</sub>	Gas colchón no extraíble	16.404	23.278	} 83% de llenado gas útil
A <sub>2</sub>	Gas colchón extraíble	8.202	8.202	
A <sub>3</sub>	Gas operativo	15.699	15.974	
% llenado gas operativo		79%	77%	
<b>Gas útil (A<sub>2</sub>+A<sub>3</sub>)</b>		<b>23.901</b>	<b>24.175</b>	
<b>Información física</b>				Δ
Extracción		11.146	<b>11.308</b>	+1%
Inyección		15.681	<b>13.052</b>	-17%
Inyección colchón Yela			1.510	-

## Evolución de existencias y de los ciclos de inyección-extracción en 2012

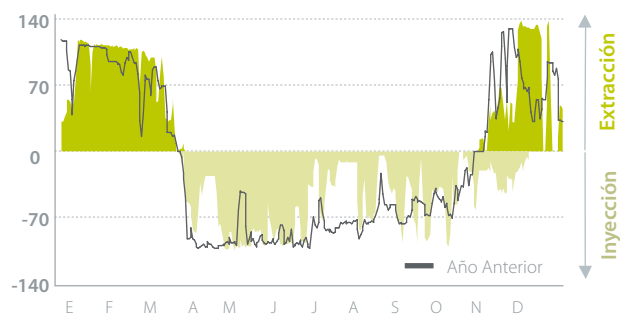
### Existencias en AASS

Unidad: GWh

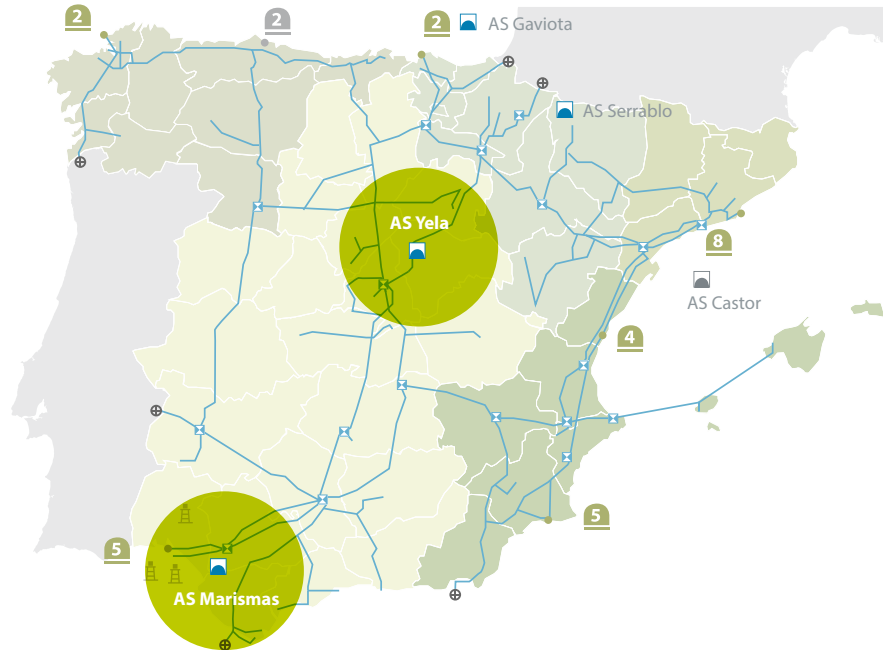


### Inyección-extracción

Unidad: GWh/día



## Incorporaciones de los almacenamientos subterráneos Yela y Marismas



El 1 de abril de 2012 se incorporó Marismas<sup>1</sup> como almacenamiento básico, aumentando con ello la capacidad operativa en 550 GWh. Para los dos primeros ciclos de Marismas, la capacidad de extracción y de inyección se sitúa en 0,36 Mm<sup>3</sup>(n)/día y está previsto que alcance los 4,14 Mm<sup>3</sup>(n)/día en el año 2020, con un volumen operativo de 686 Mm<sup>3</sup>(n). Este almacenamiento es un antiguo yacimiento de gas que finalizó su vida útil antes de extraer el gas colchón necesario para su explotación como almacenamiento subterráneo, por lo que no ha sido necesaria la adquisición e inyección de gas bajo dicho concepto.

<sup>1</sup> Almacenamiento subterráneo situado en el término municipal de Almonte (Huelva), que previamente fue un yacimiento de gas natural. Está formado por lentejones aislados y de pequeña capacidad, que se explotaron desde finales de los 80. En sus diversas etapas de desarrollo fue propiedad de Repsol, Loks y Petroleum. Actualmente lo opera Gas Natural Fenosa y está conectado con el Gasoducto Huelva-Sevilla mediante un ramal de 6,5 km en 8 pulgadas.

Por otra parte, en el verano de 2012 comenzó la inyección de gas natural en el Almacenamiento Subterráneo Yela, en Guadalajara, tras catorce años de labores de investigación de la estructura, estudios, planificación, obtención de autorizaciones y construcción.

Se trata del primer almacenamiento de gas natural en un acuífero en España, aunque esta es una técnica ampliamente probada en el mundo y hasta la fecha se han desarrollado 87 almacenamientos de este tipo, 24 de ellos en Europa.

Yela es una infraestructura estratégica para garantizar el suministro de gas en la zona centro de España. La capacidad de extracción final cubrirá cerca del 90% de la demanda punta actual de la zona centro, lo que constituye un elemento clave para el abastecimiento de un área de gran consumo residencial alejada del resto de puntos de entrada al Sistema.

Cuando se complete su llenado, el volumen de gas operativo almacenado será de 1 bcm, equivalente a 12 tanques de GNL de 150.000 metros cúbicos. La máxima presión de gas en el almacenamiento será de 315 bar.

El proceso de llenado de gas colchón será gradual, durante varios años, simultaneándose con la inyección de gas operativo, con el objetivo de poner a disposición del Sistema Gasista una mayor capacidad de almacenamiento desde el primer periodo de inyección en 2012.

En agosto de ese año, comenzó la inyección de gas colchón del Almacenamiento Subterráneo Yela en su primera fase, con un volumen objetivo para 2012 de 1.513 GWh, que resultó de la subasta celebrada el 6 de junio, realizada por OMEL DIVERSIFICACION, S.A.U. de acuerdo a la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 11 de mayo de 2012.

Con la Resolución de 11 de julio de 2012, el GTS publicó en su web la capacidad remanente disponible en almacenamientos subterráneos a 1 de agosto de 2012, en la que se incluía la capacidad de Yela, que alcanza los 962 GWh:

- Capacidad remanente a 31 de julio de 2012 . . . . . 626 GWh
- Capacidad ofertada por el titular del Almacenamiento Subterráneo Yela . . . . . 336 GWh

A finales del mes de noviembre finalizó la inyección del gas colchón en Yela y comenzó el llenado del hueco operativo ofertado.

El 5 de diciembre finalizó la inyección prevista y del 19 al 21 de ese mismo mes se realizó la primera extracción de gas.



## Contratación almacenamientos subterráneos

En 2012, debido a la incorporación de Yela y Marismas, se incrementó la capacidad de almacenamiento disponible en el Sistema Gasista español, que pasó de 28.070 GWh en 2011 a 28.956 GWh en ese año.

El total de capacidad de almacenamiento contratada alcanzó su récord histórico, 28.894 GWh, lo que supone una capacidad equivalente a la demanda de gas del Sistema durante 29 días, considerando la demanda diaria media del año 2012.

Los almacenamientos subterráneos cumplen, además, una función clave en el Sistema Gasista: el mantenimiento de las existencias estratégicas.

Desde este ejercicio, se incrementó la obligación de mantenimiento de existencias de los comercializadores, que pasó de 10 a 20 días de sus ventas firmes del año anterior. CORES es el organismo responsable de su control y el Gobierno, el responsable de su movilización. De esta forma, el Sistema Gasista cuenta desde el 1 de noviembre de 2012 con 19.724 GWh de existencias de seguridad de carácter estratégico, de acuerdo a la Orden ITC 3128/2011.

Paralelamente a este aumento de existencias estratégicas, desde el 1 de enero de 2012 ya no es necesario acreditar existencias mínimas de seguridad de carácter operativo (cuya movilización corresponde a los sujetos del Sistema), de acuerdo a la disposición transitoria décimonovena de la Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

Desde 2008, la legislación establece que la gestión y operación de los almacenamientos subterráneos sea llevada a cabo de manera unificada por el Gestor Técnico del Sistema, siendo también firmante de los contratos junto a los titulares de las infraestructuras.

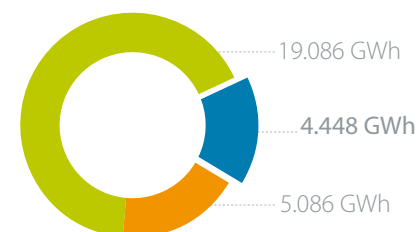
En 2012, el proceso de contratación requirió de las siguientes fases:

1. Asignación de capacidad por el GTS según cuotas de mercado. En esta fase se asignaron 24.172 GWh (19.086 GWh + 5.086 GWh).



## Asignación AASS 2012-2013. Capacidad a subastar

	Días	GWh
■ Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico	20 (firme)	19.086
■ Existencias básicas en AASS + Grupo 3.1 + 3.2	10 (total)	5.086
■ Capacidad a subastar	≈	4.448
<b>TOTAL capacidad</b>		<b>28.620</b>



En la Resolución de 6 de marzo, de la DGPEyM, se establecen los aspectos relacionados con la subasta para la asignación de la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.

- Mecanismo de mercado (subasta detallada a continuación). La capacidad puesta a disposición en la subasta fue de 4.448 GWh. Se contrataron 3.822 GWh, lo que arrojó una cantidad remanente de 626 GWh.
- Contratación directa de la capacidad remanente: los 626 GWh anteriormente citados más 336 GWh de gas operativo de Yela, lo que hace un total de 962 GWh. La Orden IET/849/2012 de 26 de abril estableció en su artículo 4 un mecanismo adicional para la contratación de esta capacidad. Finalmente, fueron contratados 900 GWh y quedaron tan sólo 62 GWh disponibles.

La incorporación de Yela, además de incrementar la capacidad de almacenamiento remanente, requirió la aprobación de un nuevo modelo de contrato publicado en la Resolución de 11 de julio de 2012 (BOE nº 182 de 31 de julio de 2012).

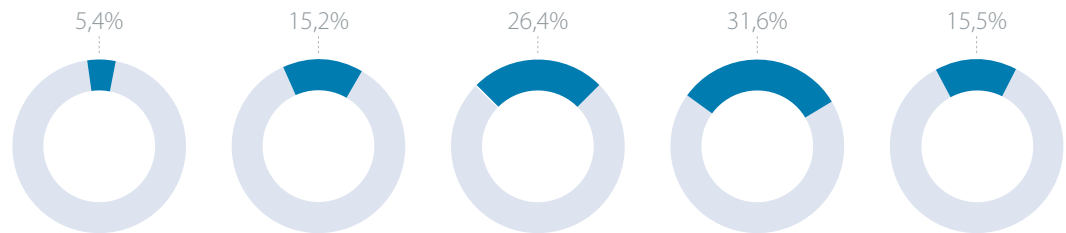
## Evolución de la subasta para la asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos

Con el incremento de las reservas estratégicas, desciende la capacidad destinada a la subasta en el periodo 2012-2013 respecto a los dos últimos procesos de asignación.

## Evolución de la capacidad a subastar en AASS

Unidad: GWh

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013
■ Capacidad asignada	26.051	23.812	20.673	19.196	24.172
■ Capacidad a subastar	1.518	4.257	7.397	8.874	4.448
<b>TOTAL capacidad AASS</b>	<b>28.070</b>	<b>28.070</b>	<b>28.070</b>	<b>28.070</b>	<b>28.620</b>



*Porcentaje que representa la capacidad a subastar con respecto a la capacidad total de AASS para el periodo.*

La Resolución de 26 de marzo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, dispuso:

- En el momento de cierre del periodo de actualización de volúmenes y ofertas indicativas, el día 22 de marzo de 2012 a las 13:00 horas, la suma de los volúmenes máximos de calificación resultó ser de 3.822 GWh y, por tanto, inferior a los 4.448 GWh que constituían el volumen objeto de subasta.
- La Secretaría de Estado de Energía, en aplicación de la regla 8.3.1 del Anexo 1 de la mencionada resolución, decidió que la subasta no fuera suspendida y, en consecuencia, se adjudicase a cada uno de los participantes calificados en la misma su cantidad solicitada como volumen máximo de calificación al precio de salida mínimo de 0 euros/GWh.

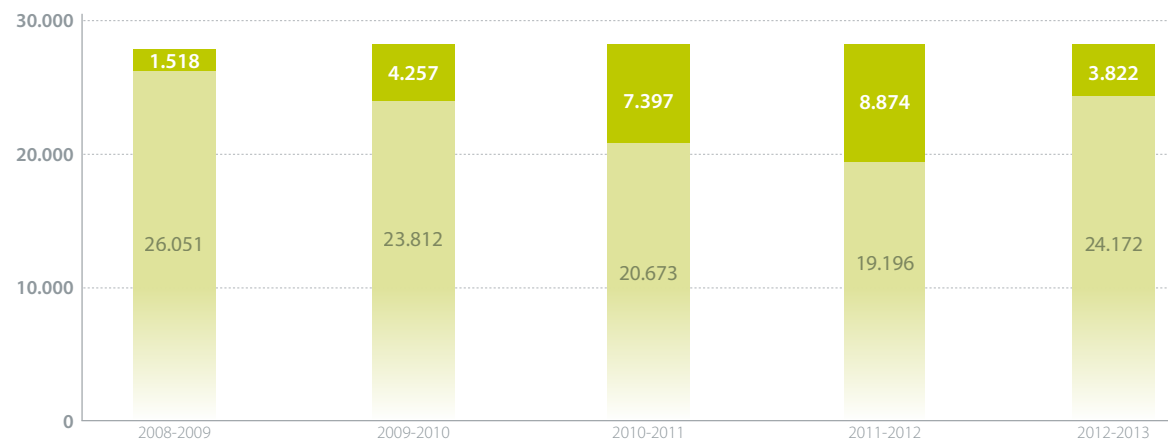
El 27 de marzo de 2012 se realizó la quinta Subasta de Asignación de Capacidad de almacenamientos subterráneos, llevada a cabo por OMEL, regulada en la sección segunda del capítulo II de la Orden ITC

2863/2007 de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013, donde siete comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 3.822 GWh, con un precio de salida mínimo de 0 €/GWh.

Características de la subasta	1ª subasta abr-08/mar-09	2ª subasta abr-09/mar-10	3ª subasta abr-10/mar-11	4ª subasta abr-11/mar-12	5ª subasta abr-12/mar-13
Fecha de la subasta	10-abr-08	30-mar-09	25-mar-10	29-mar-11	27-mar-12
Cantidad subastada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh	4.448 GWh
Precio de cierre	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh	-1.000 €/GWh	-4.100 €/GWh	0 €/GWh
Nº de rondas totales	24	22	1	9	
Cantidad adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh	3.822 GWh

### Evolución de la subasta de capacidad de AASS

Unidad: GWh



■ Capacidad adjudicada en subasta    ■ Capacidad asignada

## Subasta de gas colchón de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo

En la Resolución de 11 de mayo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2012 del gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos Yela y Castor.

El 30 de mayo se publicó la Resolución de la DGPEyM por la que se actualizan determinados parámetros de la subasta de gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos Yela y Castor.

### Gestión total del almacenamiento subterráneo 2012

		ene	feb	mar	abr
A	Capacidad del AASS MNm <sup>3</sup>	3.781	3.781	3.781	4.280
	<b>Capacidad del AASS GWh</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>44.473</b>	<b>50.387</b>
B	<b>Existencias Iniciales GWh</b>	<b>40.304</b>	<b>37.604</b>	<b>34.545</b>	<b>38.409</b>
	B <sub>1</sub> - Gas colchón	24.606	24.606	24.606	29.970
	B <sub>2</sub> - Gas operativo	15.699	12.999	9.940	8.440
	B <sub>3</sub> - Gas útil	23.901	21.200	18.141	16.642
I	<b>INYECCIÓN (neta) GWh/mes</b>			<b>96</b>	<b>1.750</b>
	Inyección media diaria GWh/día			3	58
E	<b>EXTRACCIÓN (bruta) GWh/mes</b>	<b>2.700</b>	<b>3.059</b>	<b>1.636</b>	
	Extracción media diaria GWh/día	87	105	53	
C	<b>Existencias finales GWh</b>	<b>37.604</b>	<b>34.545</b>	<b>33.005</b>	<b>40.159</b>
	C <sub>1</sub> - Gas colchón	24.606	24.606	24.606	29.970
	C <sub>2</sub> - Gas operativo	12.999	9.940	8.399	10.190
	C <sub>3</sub> - Gas útil	21.200	18.141	16.601	18.392
<b>A-C</b>	<b>Hueco final disponible GWh</b>	<b>6.869</b>	<b>9.928</b>	<b>11.469</b>	<b>10.228</b>

El 6 de junio de 2012 se realizó la subasta para la adquisición del gas colchón, correspondiente al periodo comprendido entre el 15 de junio y el 15 de octubre de 2012, donde cuatro comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 1.513 GWh para el Almacenamiento Subterráneo Yela.

may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	AÑO
4.280	4.280	4.280	4.438	4.438	4.438	4.438	4.438	
<b>50.387</b>	<b>50.387</b>	<b>50.387</b>	<b>52.233</b>	<b>52.233</b>	<b>52.233</b>	<b>52.233</b>	<b>52.233</b>	
<b>40.159</b>	<b>42.989</b>	<b>45.448</b>	<b>46.250</b>	<b>47.526</b>	<b>49.325</b>	<b>50.465</b>	<b>49.842</b>	
29.970	29.970	29.970	29.970	30.075	30.527	30.928	31.480	
10.190	13.020	15.479	16.280	17.452	18.798	19.537	18.362	
18.392	21.221	23.680	24.482	25.654	26.999	27.739	26.564	
<b>2.830</b>	<b>2.459</b>	<b>802</b>	<b>1.277</b>	<b>1.799</b>	<b>1.157</b>	<b>818</b>	<b>66</b>	<b>13.052</b>
91	82	26	41	60	37	27	2	
				0	17	1.441	2.455	<b>11.308</b>
				0	1	48	79	
<b>42.989</b>	<b>45.448</b>	<b>46.250</b>	<b>47.526</b>	<b>49.325</b>	<b>50.465</b>	<b>49.842</b>	<b>47.453</b>	
29.970	29.970	29.970	30.075	30.527	30.928	31.480	31.480	
13.020	15.479	16.280	17.452	18.798	19.537	18.362	15.974	
21.221	23.680	24.482	25.654	26.999	27.739	26.564	24.175	
<b>7.398</b>	<b>4.939</b>	<b>4.138</b>	<b>4.707</b>	<b>2.908</b>	<b>1.769</b>	<b>2.391</b>	<b>4.780</b>	<b>4.780</b>





07

Transporte  
de gas

---

## A lo largo de 2012 se incorporaron varias infraestructuras que contribuyen significativamente a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español.

### Nuevas infraestructuras puestas en operación

- La entrada en operación, en mayo de 2012, del último tramo de la duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna (tramo centro) culmina el proyecto de duplicación del gasoducto que permite el transporte de casi la totalidad de la capacidad nominal de la Zona I, en la que aportan gas las plantas de Cartagena y Sagunto y la Conexión Internacional de Almería, en condiciones de demanda punta hacia otras zonas de gran consumo como son Cataluña y el Valle del Ebro. En los últimos años, la Conexión Internacional de Larrau se ha ampliado significativamente gracias a la incorporación de nuevas infraestructuras, una de las cuales es la duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna.
- La incorporación del tramo Martorell-Hostalrich del Gasoducto Martorell-Figueras, en septiembre de 2012, y su conexión con el ramal a Besós, que entró en operación en agosto de 2011, mejora el nivel de mallado de las redes que alimentan el área metropolitana de Barcelona, donde se concentran importantes consumos doméstico/comerciales y 4.169 MW instalados de centrales de ciclo combinado, disponiéndose, por primera vez, de capacidad suficiente para afrontar el fallo total de emisión de la Planta de Barcelona. Con esta incorporación queda asegurado el cumplimiento, sin restricciones, de la norma relativa a la infraestructura establecida en el Reglamento (UE) 994/2010, por el que la red de transporte debe ser capaz de satisfacer la demanda total de gas en el día punta en caso de fallo de la mayor infraestructura del Sistema, que en España es la Planta de Barcelona.
- El Gasoducto Yela-Villar de Arnedo, cuya acta de puesta en marcha se produjo en mayo de 2012, es un nuevo eje que conecta la zona centro, donde se ubica el Almacenamiento Subterráneo Yela, con el Valle del Ebro y el País Vasco, mejorándose así el mallado del Sistema. Esta es otra de las infraestructuras claves para la ampliación de la capacidad de interconexión Francia-España a través de Larrau.
- La incorporación del Gasoducto Marismas-Almonte en diciembre de 2011, que posibilita la inyección y extracción de gas en el Almacenamiento Subterráneo Marismas.
- La incorporación de los almacenamientos subterráneos Yela y Marismas:



- Una de las incorporaciones más destacables fue el Almacenamiento Yela en el centro de la Península, en abril de 2012. Su proceso de inyección de gas se inició en el mes de agosto y en diciembre se realizaron las primeras pruebas de extracción. La capacidad de extracción final de esta infraestructura cubrirá cerca del 90% de la demanda punta actual de la zona centro. Esto constituye un elemento de garantía de suministro a un área de gran consumo residencial, alejada del resto de puntos de entrada al Sistema.
- El Almacenamiento Marismas refuerza la capacidad de almacenamiento del Sistema.

Con estas incorporaciones, el Sistema contaba, al concluir 2012, con un total de 10.885 km de gasoducto en transporte primario.

A finales del ejercicio finalizó la construcción de la Planta de El Musel. Sin embargo, su incorporación definitiva al Sistema quedó suspendida por el Real Decreto-ley 13/2012 de 30 de marzo, en la disposición transitoria tercera, "Suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular". Actualmente, la planta se encuentra a la espera de su incorporación.

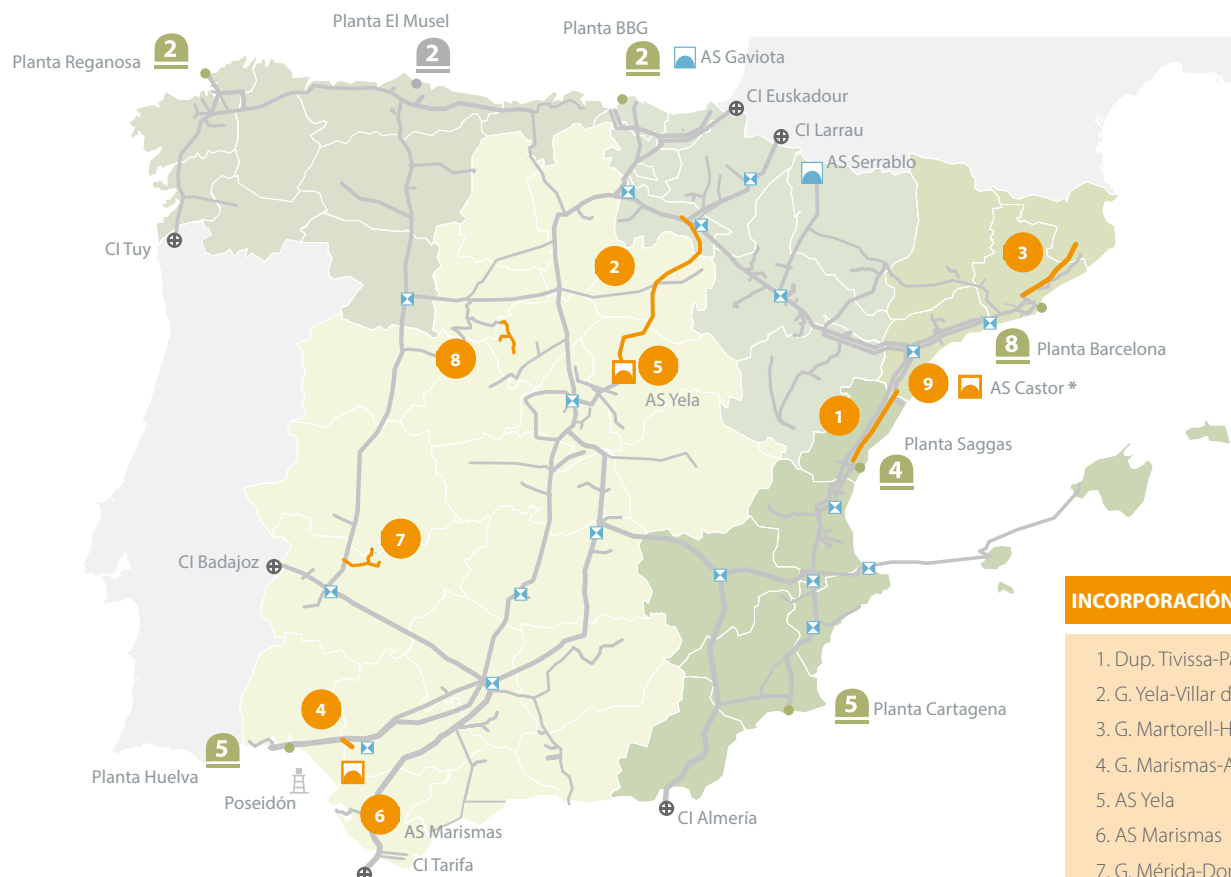
Tampoco en 2012 se hizo efectiva la incorporación del Almacenamiento Castor, que quedó paralizada con la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualizaron determinados parámetros de la subasta de gas natural destinados a nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos Yela y Castor.



## Nuevas infraestructuras en 2012

<b>Gasoductos principales</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Presión (bar)</b>	<b>Diámetro (")</b>	<b>Puesta en marcha</b>
Gasoducto Marismas-Almonte	7	80	20	dic-11
Gasoducto Yela-Villar de Arnedo	251	80	30	may-12
Gasoducto Martorell-Hostalrich	88	80	36	sep-12
Gasoducto Tivissa-Paterna (Tramo Centro)	53	80	40	may-12
<b>Total Km</b>	<b>399</b>			
<b>Almacenamientos subterráneos</b>	<b>Inyección (Mm<sup>3</sup>(n)/d)</b>	<b>Extracción (Mm<sup>3</sup>(n)/d)</b>	<b>Volumen operativo (Mm<sup>3</sup>(n))</b>	<b>Puesta en marcha</b>
AS Marismas	3,5-4	4-5	600	abr-12
AS Yela	10	15	1.050	abr-12
<b>Gasoductos regionales</b>	<b>Longitud (Km)</b>	<b>Presión (bar)</b>	<b>Diámetro (")</b>	<b>Puesta en marcha</b>
Gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas	73	80	12	jun-12
Gasoducto Segovia Norte	70	80	8/12	oct-12
Ramal a Borja	20	59	8	nov-12
Ramal a Belchite	22	59	10	nov-12
P20.03a-Mequinenza	24	59	12	nov-12
Arteixo (Culleredo-Complejo Repsol YPF)	1	59	12	nov-12
Oliva-Altea (Tramo Marina Alta 1)	23	59	10	dic-12
<b>Total Km</b>	<b>167</b>			

## Mapa de infraestructuras de transporte primario en 2012



### INCORPORACIÓN INFRAESTRUCTURAS

1. Dup. Tivissa-Paterna (tramo centro)
2. G. Yela-Villar de Arnedo
3. G. Martorell-Hostalrich
4. G. Marismas-Almonte
5. AS Yela
6. AS Marismas
7. G. Mérida-Don Benito-Miajadas
8. G. Segovia Norte
9. AS Castor

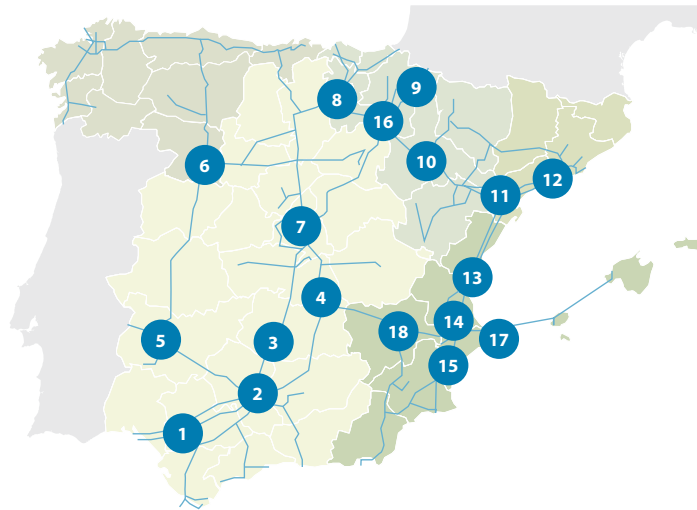
Pdte tras el RD-Ley 13/2012, disposición transitoria tercera

Infraestructuras con Obtención Acta de Puesta en Marcha en 2012

\* Pendiente llenado gas colchón

## Estaciones de compresión y flujos de transporte

Actualmente la red de gasoductos cuenta con 18 estaciones de compresión para poder vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del Sistema. Durante el año 2012 finalizaron las pruebas de Denia, una estación que garantiza la presión de entrega en las Islas Baleares:



- |                   |                         |
|-------------------|-------------------------|
| 1. EC Sevilla     | 10. EC Zaragoza         |
| 2. EC Córdoba     | 11. EC Tivissa          |
| 3. EC Puertollano | 12. EC Bañeras          |
| 4. EC Alcázar     | 13. EC Paterna          |
| 5. EC Almedralejo | 14. EC Montesa          |
| 6. EC Coreses     | 15. EC Crevillente      |
| 7. EC Algete      | 16. EC Villar de Arnedo |
| 8. EC Haro        | 17. EC Denia            |
| 9. EC Lumbier     | 18. EC Chinchilla       |

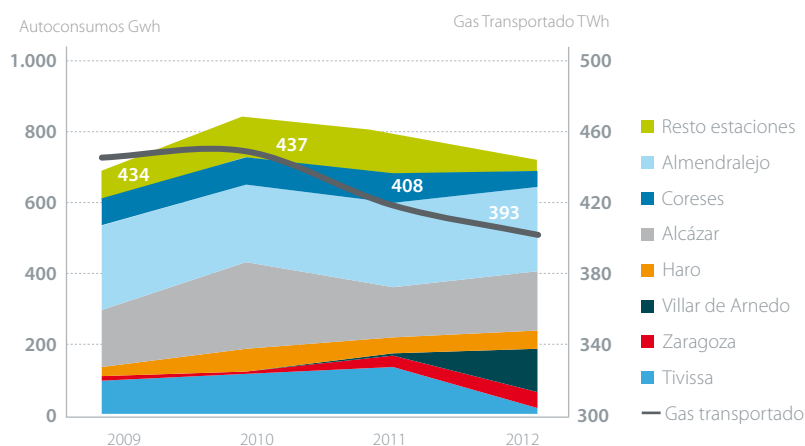
Tanto el volumen de gas vehiculado por las estaciones de compresión como sus autoconsumos descendieron por segundo año consecutivo y registraron bajadas del 4% y 9%, respectivamente, respecto a 2011. El motivo principal de este descenso es la disminución del transporte sur-norte. Con el aumento de las aportaciones desde el norte, principalmente por Larrau, la menor demanda y la incorporación de los gasoductos Yela-Villar de Arnedo, así como la duplicación completa Tivissa-Paterna, el Sistema se equilibró de tal forma que fue necesario un menor esfuerzo de compresión.

Nombre	Fecha de puesta en marcha	Nº de unidades	Potencia (kW)	Total 2011		Total 2012		
				Autoconsumos GWh	Gas vehiculado	Autoconsumos GWh	Gas vehiculado GWh	
Tivissa	Sept, 2006	3	33.498	123	21.215	14	3.930	
Haro	Feb, 1991	2	22.371	42	10.752	43	11.736	
Bañeras	uds. 1, 2 y 3	3	27.041	4	1.430	5	1.545	
	TC 1-2 Abril, 1991 TC 3 Julio, 2004							
	uds. 4 y 5	2						
TC4-5 Septiembre 2006								
Sevilla	Octubre, 2005	3	43.619	1	619	1	744	
Algete	Octubre, 1996	2	8.216	1	386	1	260	
Almodóvar	Diciembre, 1996	3	10.515	21	5.557	2	603	
Almendralejo	uds. 1, 2, 3 y 4	4	21.818	217	43.103	219	42.853	
	TC 1, 2 y 3 Dic, 1998 TC 4 Abr, 2001							
	unidad 5	1						
Junio, 2005								
Zamora	Diciembre, 1999	3	12.631	78	15.177	41	8.663	
Paterna	uds. 1, 2 y 3	3	21.782	22	6.394	4	983	
	Agosto, 2001							
	unidad 4	1						
Agosto, 2004								
Córdoba	Enero, 2005	5	57.605	40	9.630	7	2.725	
Crevillente	Marzo, 2005	2	22.400	0,5	224,9	1	241	
Zaragoza	Marzo, 2008	3	14.013	26	7.004	40	10.939	
Alcázar San Juan	Agosto, 2008	3	45.870	133	30.073	158	38.482	
Navarra	Mayo, 2009	2	37.176	3	539	1	154	
Montesa	Enero, 2010	3	33.555	13	3.077	4	922	
Villar de Arnedo	Febrero, 2011	3	36.300	8	1.182	118	22.777	
Chinchilla	Septiembre, 2011	3	45.870	-	-	8	2.214	
Denia	Diciembre, 2011	3	14.760	-	-	0	0	
<b>Total</b>		<b>18</b>	<b>57</b>	<b>509.040</b>	<b>732</b>	<b>156.363</b>	<b>666</b>	<b>149.769</b>

La estación con mayor utilización fue la de Almendralejo, que vehiculó el gas con destino a Portugal a través de la Conexión Internacional de Badajoz, tanto gas en tránsito como de exportación, y el gas transportado a través del Eje de la Ruta de la Plata.

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas en tránsito a Portugal	22.389	28.318	22.579	22.365	21.825	22.162
Ratio de utilización	69%	87%	70%	69%	67%	68%

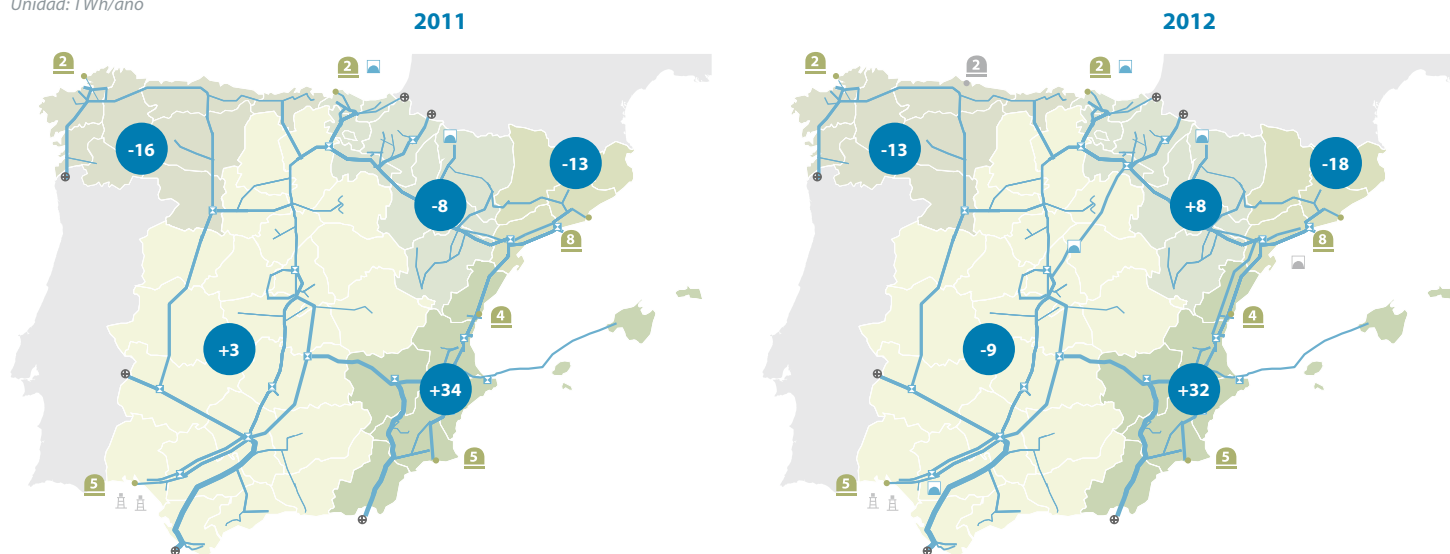
#### Autoconsumos de las principales estaciones de compresión frente al gas transportado



También hay que destacar por su utilización las estaciones de compresión de Alcázar de San Juan y Villar de Arnedo. La primera de ellas une los flujos procedentes del sur peninsular, Planta de Huelva y Conexión Internacional de Tarifa, con el gas procedente de Almería. La segunda destaca por las altas importaciones a través de la Conexión internacional de Larrau. Además, la entrada en operación de Villar de Arnedo y su utilización ha repercutido en un menor uso de la Estación de Compresión de Tivissa.

## Evolución de los flujos zonales

Unidad: TWh/año



Flujo (+) para zonas que evacúan gas. Flujo (-) para zonas receptoras de gas

Respecto al resto de zonas, en la Zona IV el balance entre entradas y salidas se mantuvo en valores parecidos a los dos últimos años. En cambio, en la Zona II, aun manteniéndose la demanda total de la zona en valores parecidos a 2011, disminuyó la producción en la Planta de Barcelona, lo que hizo más deficitaria la zona.

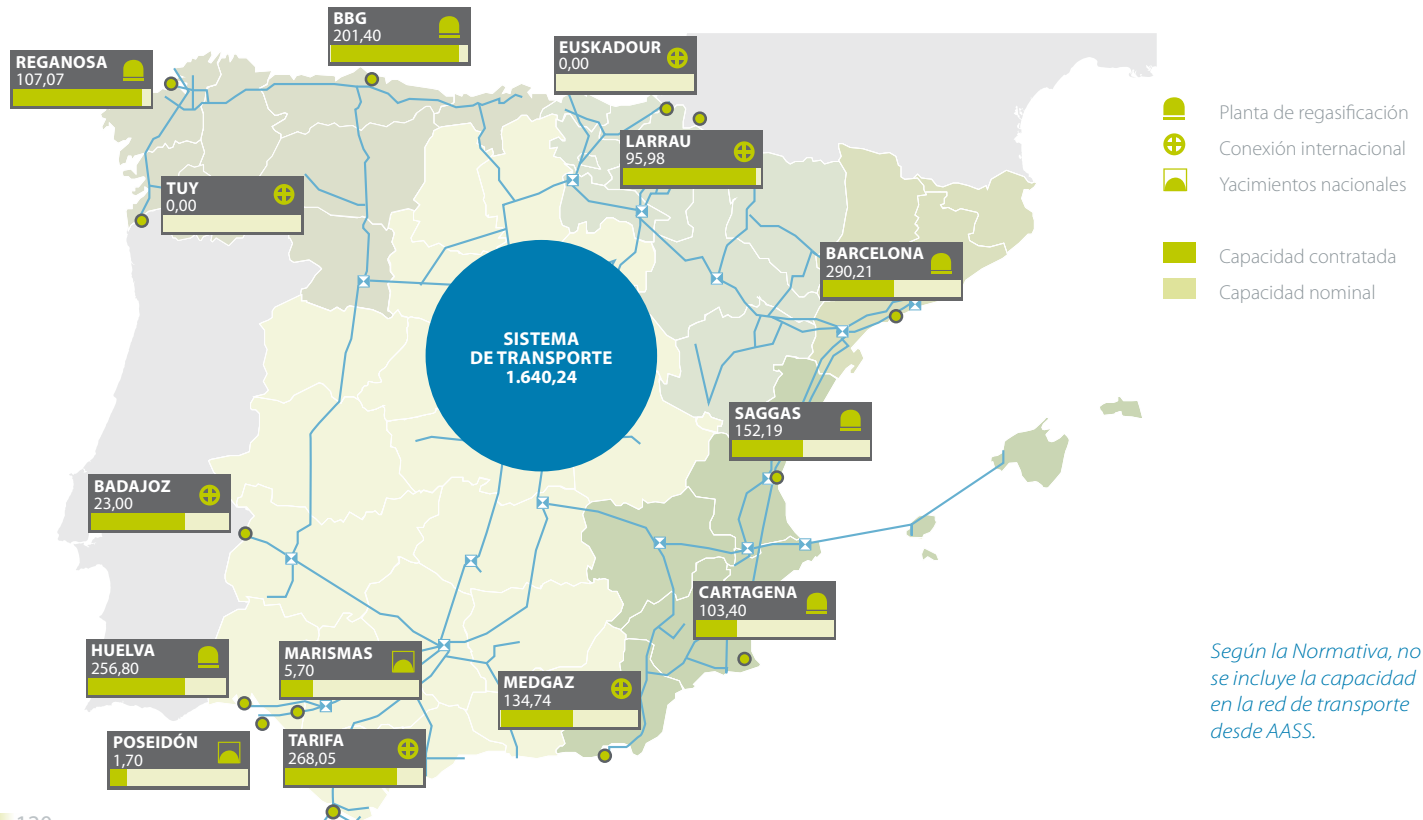
Cabe tener presente que los flujos de entrada-salida en el Sistema vienen determinados en su práctica totalidad por las contrataciones realizadas por las comercializadoras, atendiendo a sus necesidades y preferencias individuales, y que el GTS coordina el uso de las diferentes instalaciones buscando aquellas configuraciones que, respetando las programaciones de entrada de los agentes, minimicen los autoconsumos y los recorridos del gas.

TWh/año	2011	2012	Diferencia
P. Sagunto	43	31	-12
P. Cartagena	39	26	-13
CI Medgaz	24	39	15
P. Barcelona	63	54	-8
P. Bilbao	38	40	2
CI Larrau	23	34	11
CI Irún	0,5	0	-0,5
Extracción AASS	11	11	0
P. Mugardos	18	17	-1
P. Huelva	54	35	-19
CI GME	80	80	0
CI Badajoz	-3	-5	-1
CI Tuy	0,5	0,3	-0,2
Sin carga de cisternas	391	363	-28

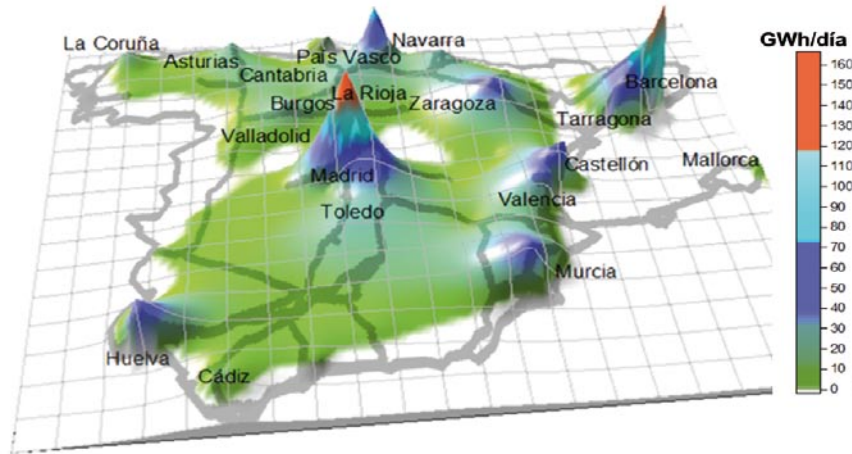
La zona centro de la Península es la más vulnerable en invierno desde el punto de vista de la cobertura, puesto que es un núcleo de gran concentración de mercado doméstico y, a la vez, una de las regiones más alejadas de cualquier punto de entrada al Sistema. La red de transporte que suministra a esta zona se ha ido reforzando progresivamente a través de las distintas Planificaciones. Los últimos refuerzos que mejoran tanto el suministro como el transporte a la zona centro son el Gasoducto Zarza de Tajo-Villar de Arnedo y el Almacenamiento Subterráneo Yela, cuya capacidad de extracción final cubrirá cerca del 90% de la demanda punta actual de la zona centro, lo que constituye un elemento de garantía de suministro.

En cumplimiento a la Regla 2ª del Plan de Actuación Invernal 2011-2012, en las declaraciones de "Ola de Frío", las comercializadoras realizaron contrataciones a corto plazo en los puntos de entrada para satisfacer la demanda extraordinaria de sus clientes doméstico/comerciales.

### Capacidad contratada en la red de transporte el día 3 de febrero de 2012





**Ubicación geográfica de la demanda punta. 3 de febrero de 2012**

*Demanda convencional: 1.249 GWh/día*

El día 3 de febrero de 2012, coincidiendo con un periodo de bajas temperaturas que afectó a todo el territorio peninsular e Islas Baleares, el Sistema Gasista registró un nuevo récord de demanda convencional que alcanzó los 1.249 GWh/día, un 6% más que el récord del invierno anterior. La hora punta de consumo de gas se dio a las 21.00 h, con una presión en la zona centro de 58 bar, muy superior a los mínimos de garantía establecidos en las NGTS.

En 2012, el Gestor Técnico del Sistema desarrolló su papel de garante de la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación, buscando el funcionamiento más óptimo del Sistema, siempre con el objetivo de dar el mejor servicio al cliente. Esto quedó patente en febrero de 2012, que fue el mes con la "Ola de Frío" más prolongada en el tiempo de los últimos 10 años.

## Utilización del Sistema de Transporte y margen de seguridad

El margen de seguridad en la cobertura del mercado y la capacidad de transporte del Sistema se amplió con las infraestructuras que entraron en servicio a lo largo de 2012.

El gas natural es un componente fundamental del suministro energético, pues es una parte imprescindible del abastecimiento de energía primaria y contribuye a la generación de electricidad, calefacción, materias primas para la industria y combustible para el transporte.

La Directiva 2004/67/CE del Consejo estableció por primera vez un marco legal a nivel europeo para salvaguardar la seguridad del suministro de gas. La crisis del gas ruso-ucraniana de enero de 2009 demostró que las disposiciones de dicha Directiva y su desigual aplicación por los Estados miembros no eran suficientes para prepararse y responder a una interrupción del suministro, y que existía un claro riesgo de que las medidas elaboradas unilateralmente por los Estados miembros pudieran poner en peligro el funcionamiento del mercado interno. Debido a la importancia del gas en la combinación energética de la Unión Europea, surge el Reglamento (UE) nº 994/2010, que tiene como objetivo tomar las medidas necesarias, económicamente eficientes, para asegurar el abastecimiento continuo a los consumidores de gas. En particular, en caso de condiciones climáticas difíciles y de interrupción del suministro sin mermar la relativa competitividad del gas natural respecto a otros combustibles.

En el artículo 6 de este reglamento, relativo a la infraestructura, se establece que, a más tardar, el 3 de diciembre de 2014, en el caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, la capacidad de la infraestructura restante esté determinada con arreglo a la fórmula N-1:

$$N-1 (\%) = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100; N - 1 \geq 100\%$$

Donde:

$D_{max}$ : Demanda total de gas diaria (mcm/d) de un día de demanda de gas excepcionalmente alta, con probabilidad de producirse una vez cada 20 años.

$EP_m$ : Suma de la capacidad técnica de todos los puntos de entrada fronterizos (mcm/d).

$P_m$ : Suma de la capacidad técnica máxima de producción diaria a partir de todas las instalaciones de producción de gas que puede ser trasladada a los puntos de entrada en el área calculada (mcm/d).

$S_m$ : Suma de la capacidad técnica máxima de extracción diaria de todas las instalaciones de almacenamiento (mcm/d).

$LNG_m$ : Suma de las capacidades técnicas máximas de emisión ofrecidas por todas las instalaciones de GNL (mcm/d).

$I_m$ : Capacidad técnica máxima de la mayor infraestructura unitaria de gas (mcm/d).

Concretamente, en el Sistema Gasista español, el margen de seguridad calculado con la Fórmula N-1 con la mayor entrada parada (N-1) –Planta de Barcelona–, es actualmente del 8%. De este modo, se cumple el Principio N-1, citado en dicho reglamento, en el que se debe garantizar la adopción de las medidas necesarias para que, en caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, quede asegurado el suministro de la demanda total de gas durante un periodo de un día de demanda de gas excepcionalmente elevada, con una probabilidad estadística de producirse una vez cada 20 años.

Pese a que en España el valor aritmético de la citada Fórmula N-1 supera el 100% desde el invierno 2006-2007, determinadas limitaciones de la red de transporte en Cataluña no permitían el suministro a la totalidad del mercado en esa zona sin la emisión de gas desde la Planta de Barcelona. Con la duplicación del Gasoducto Tivissa-Paterna y la incorporación del tramo Martorell-Hostalrich con su conexión con el ramal a Besós, todas las limitaciones han sido solventadas y puede cubrirse todo el mercado en cualquier escenario de demanda.

Se define el gas transportado como la suma de la demanda diaria, más las exportaciones por conexiones internacionales y la inyección en almacenamientos subterráneos.

Con las incorporaciones de 2012 desaparecen las limitaciones del transporte que impedían la evacuación simultánea de caudales del área de Levante al resto del Sistema, aun en el día punta con las centrales de ciclo combinado generando al 100%. Desde mayo de 2012, se considera como transportable toda la capacidad nominal de los puntos de entrada, lo que no significa que en escenarios de demanda más baja puedan surgir limitaciones puntuales con la simultaneidad de los puntos de entrada de gas a la red.

Se define el margen de cobertura como el porcentaje del gas transportable adicional que se podría suministrar frente a una capacidad dada.

Para analizar el margen de cobertura máximo utilizado en 2012 se ha considerado el día de transporte máximo. Se produjo el 9 de febrero en la “Ola de Frío” que se declaró con la Nota de Operación nº 4, con un transporte de 1.685 GWh/día, lo que supuso un uso del 63% de la capacidad transportable del Sistema, dejando un margen de cobertura del 38%, aun considerando parada la mayor de las entradas (Planta de Barcelona). Este amplio margen alcanzado es consecuencia de la baja utilización de los ciclos combinados durante el pasado año.

Uno de los pilares de la propuesta de Planificación del Sistema elaborada por el GTS es el cumplimiento de la Fórmula N-1 establecida en el reglamento europeo de seguridad del suministro, que implica el dimensionamiento de la red para dar cobertura a la previsión de demanda punta con una probabilidad de producirse de 1 entre 20.

## Capacidad y margen de seguridad en el Sistema Gasista

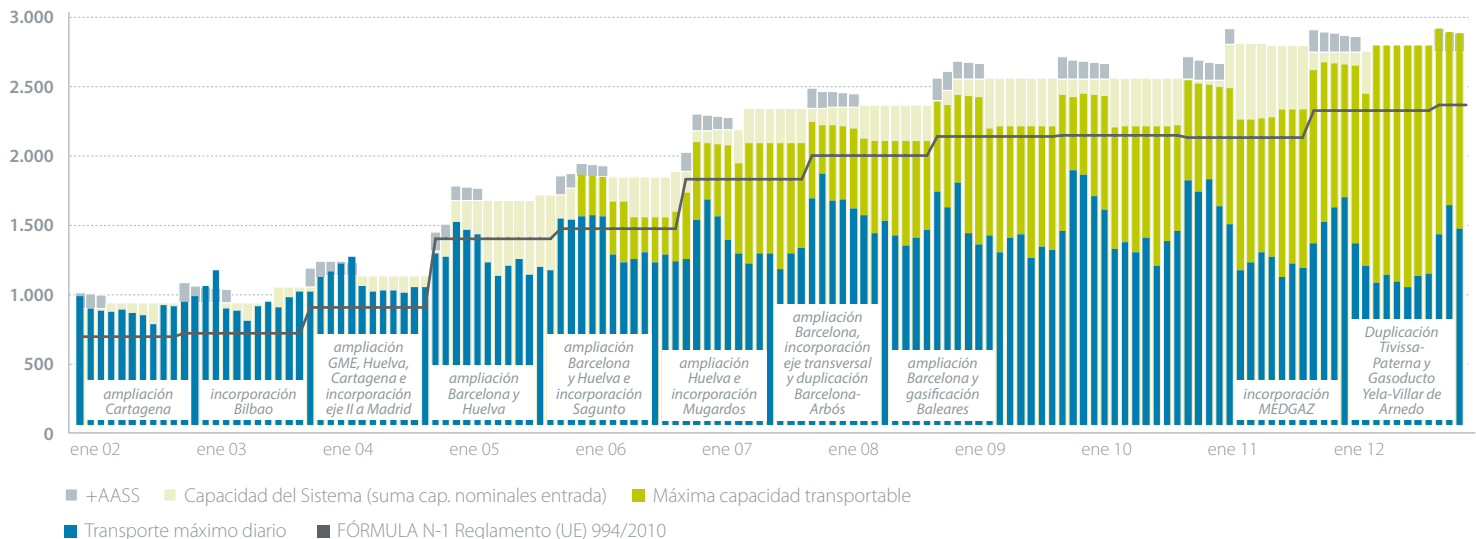
Unidad: GWh/día

	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	invierno 11-12	invierno 12-13 previsto
Capacidad nominal	1.011	1.200	1.771	1.927	2.290	2.470	2.692	2.702	2.683	2.886	2.930
Capacidad máxima transportable	1.011	1.200	1.771	1.841	2.080	2.218	2.443	2.424	2.514	2.665	2.930
Capacidad operación segura (Fórmula N-1)	682	871	1.379	1.451	1.814	1.994	2.132	2.142	2.124	2.327	2.371
Transporte máximo	1.148	1.247	1.503	1.552	1.665	1.863	1.792	1.885	1.815	1.685	2.202 <sup>(*)</sup>
Margen seguridad Fórmula N-1 <sup>(*)</sup>	-41%	-30%	-8%	-7%	9%	7%	19%	14%	17%	38%	8%

(\*) Transporte máximo previsto calculado como la demanda punta prevista para el invierno 2012-2013 más la capacidad máxima de exportación del Sistema. Margen de seguridad para el cumplimiento de la Fórmula N-1 indicado en el artículo 6 del Reglamento 994/2010 (UE), analizado en el caso base de Planificación, con la mayor entrada parada (N-1) –Planta Barcelona–.

## Utilización del Sistema de Transporte de gas natural

Unidad: GWh/día



## Notas de Operación:

A lo largo de 2012 se publicaron 20 Notas de Operación, de las cuales:

- Nueve correspondieron a roturas en gasoductos de transporte y distribución.
- Tres correspondieron a declaraciones de SOE-0 por "Ola de Frío".
- Una correspondió a una declaración de SOE-0 por desvío de buque metanero.
- Cuatro correspondieron a avisos de huelga comunicados por el operador TIGF.
- Las tres restantes correspondieron a los siguientes avisos:
  - Un incremento de demanda debido a previsiones de bajas temperaturas suministradas por la Agencia Estatal de Meteorología sin incurrir en "Ola de Frío".
  - La actualización de los condicionantes operativos relativos a la exportación por la Conexión Internacional de Larrau tras la puesta en marcha de la duplicación completa del Gasoducto Tivissa-Paterna.
  - La comunicación del GTS de actuar de acuerdo a la Resolución de 23 de noviembre de 2011, por la que se aprobó el Plan de Actuación Invernal para la operación del Sistema Gasista durante el invierno 2012-2013, hasta la publicación de una nueva resolución que modificase la anteriormente citada.

## Subasta de Gas Talón y Gas de Operación

La Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, 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, estableció, en el artículo 16, el procedimiento para 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 de Estado 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 2012 y el 30 de junio de 2013. El Gestor Técnico comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la 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 de Operación

Unidad: MWh

Concepto	2012		2013		TOTAL	
	julio-12 a septiembre-12	octubre-12 a diciembre-12	enero-13 a marzo-13	abril-13 a junio-13		
Enagás, S.A.	Talón	0	27.077	0	24.948	52.024
	Operación	294.136	294.420	363.423	387.697	1.339.676
	<b>Total</b>	<b>294.136</b>	<b>321.497</b>	<b>363.423</b>	<b>412.645</b>	<b>1.391.700</b>
Gas Natural Transporte S.D.G, S.L.	Talón	0	0	27	0	27
	Operación	38	70	94	46	248
	<b>Total</b>	<b>38</b>	<b>70</b>	<b>120</b>	<b>46</b>	<b>274</b>
Gas Natural Castilla La Mancha, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	203	392	463	251	1.310
	<b>Total</b>	<b>203</b>	<b>392</b>	<b>463</b>	<b>251</b>	<b>1.310</b>
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	10	22	25	18	75
	<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>18</b>	<b>75</b>
Cegas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	25	50	56	35	167
	<b>Total</b>	<b>25</b>	<b>50</b>	<b>56</b>	<b>35</b>	<b>167</b>
Gas Natural Almacенamientos Andalucía, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	3.532	2.379	4.527	6.348	16.786
	<b>Total</b>	<b>3.532</b>	<b>2.379</b>	<b>4.527</b>	<b>6.348</b>	<b>16.786</b>
Escal UGS	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	262.490	181.180	65.600	133.620	642.890
	<b>Total</b>	<b>262.490</b>	<b>181.180</b>	<b>65.600</b>	<b>133.620</b>	<b>642.890</b>
Endesa Gas Transportista, S.L.	Talón	0	436	0	1.917	2.353
	Operación	934	1.634	2.500	1.584	6.652
	<b>Total</b>	<b>934</b>	<b>2.070</b>	<b>2.500</b>	<b>3.502</b>	<b>9.006</b>

	Concepto	2012		2013		TOTAL
		julio-12 a septiembre-12	octubre-12 a diciembre-12	enero-13 a marzo-13	abril-13 a junio-13	
Transportista Regional del Gas, S.A.	Talón	0	1.927	0	0	1.927
	Operación	425	701	1.211	763	3.100
	<b>Total</b>	<b>425</b>	<b>2.628</b>	<b>1.211</b>	<b>763</b>	<b>5.027</b>
Naturgas Energía Transporte, S.A.U.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	2.263	3.653	4.777	3.023	13.716
	<b>Total</b>	<b>2.263</b>	<b>3.653</b>	<b>4.777</b>	<b>3.023</b>	<b>13.716</b>
Saggas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	3.810	2.810	1.200	1.200	9.020
	<b>Total</b>	<b>3.810</b>	<b>2.810</b>	<b>1.200</b>	<b>1.200</b>	<b>9.020</b>
Reganosa	Talón	3.566	0	0	0	3.566
	Operación	6.323	4.602	4.641	4.608	20.175
	<b>Total</b>	<b>9.890</b>	<b>4.602</b>	<b>4.641</b>	<b>4.608</b>	<b>23.741</b>
Bahia Bizkaia Gas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	4.500	14.000	9.000	4.500	32.000
	<b>Total</b>	<b>4.500</b>	<b>14.000</b>	<b>9.000</b>	<b>4.500</b>	<b>32.000</b>
Gas Extremadura Transportista, S.L	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	95	218	301	133	746
	<b>Total</b>	<b>95</b>	<b>218</b>	<b>301</b>	<b>133</b>	<b>746</b>
	<b>Σ Talón</b>	<b>3.566</b>	<b>29.440</b>	<b>27</b>	<b>26.865</b>	<b>59.897</b>
	<b>Σ Operación</b>	<b>578.784</b>	<b>506.131</b>	<b>457.817</b>	<b>543.827</b>	<b>2.086.559</b>
	<b>TOTAL</b>	<b>582.350</b>	<b>535.570</b>	<b>457.844</b>	<b>570.692</b>	<b>2.146.456</b>

Datos tomados de la Resolución de 9 de mayo de 2012, de la DGPEyM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta.

La Resolución de 9 de mayo de 2012, de la DGPEyM, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del Gas de Operación para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013, detalló:

- Gas de OPERACIÓN: 2.087 GWh.
- Gas TALÓN: 60 GWh.
- El gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de las instalaciones será adquirido por sus titulares al Gestor Técnico del Sistema con cargo al exceso de gas de maniobra (185.218.232 kWh), abonando el precio que resulte de la fórmula indicada en el apartado segundo aplicada en el mes de entrega.
- La cantidad sobrante del gas de maniobra, después de haber cubierto las necesidades de Gas Talón de los gasoductos (59.897.335 kWh), alcanza un volumen de 125.320.897 kWh. Este excedente se destinará a Gas de Operación a coste cero y, en consecuencia, no será suministrado por los comercializadores adjudicatarios de la subasta.

El 6 de junio de 2012 se realizó la sexta subasta para la adquisición de Gas Talón y Gas de Operación, llevada a cabo por OMEL DIVERSIFICACIÓN, S.A.U. Una vez que la CNE confirmó que el proceso se había realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y los resultados fueron validados, OMEL DIVERSIFICACION, S.A.U. comunicó las cantidades de derechos adjudicados y el precio de compra, de acuerdo a la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 9 de mayo de 2012.

La subasta se realizó siguiendo el método de reloj descendente en múltiples rondas, y cinco comercializadoras resultaron las adjudicatarias.



## Subastas de Gas Talón y Gas de Operación

RESULTADO de la 6ª SUBASTA para la adquisición de Gas Talón y de Operación en el periodo 01/07/2012 a 30/06/2013	6ª Subasta jul-12/jun-13		Subasta realizada por OMEL  Correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013  Adjudicatarios cinco comercializadoras
	Fecha de la subasta	29-may-12	
	Cantidad subastada	20 Bloques/100%	
	<b>Precio de cierre</b>	<b>32,31 €/MWh</b>	
	<b>Nº de rondas totales</b>	<b>10</b>	
	Cantidad adjudicada	20 Bloques/100%	
	Gas Talón	0 GWh	
	Gas de Operación	1.961 GWh	
	<b>Total</b>	<b>1.961 GWh</b>	

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	5ª Subasta jul-11/jun-12
Fecha de la subasta	29-may-07	12-jun-08	28-may-09	25-may-10	24-may-11
Cantidad subastada	-	20 Bloques/100%	20 Bloques/100%	20 Bloques/100%	20 Bloques/100%
<b>Precio de cierre</b>	<b>20,75 €/MWh</b>	<b>30,94 €/MWh</b>	<b>14,65 €/MWh</b>	<b>19,37 €/MWh</b>	<b>26,16 €/MWh</b>
Nº de rondas totales	-	-	13	7	14
Cantidad adjudicada	-	20 Bloques /100%	20 Bloques /100%	20 Bloques /100%	20 Bloques /100%
Gas Talón	431 GWh	26 GWh	358 GWh	417 GWh	89 GWh
Gas de Operación	1.192 GWh	1.059 GWh	1.259 GWh	1.519 GWh	1.505 GWh
<b>Total</b>	<b>1.623 GWh</b>	<b>1.085 GWh</b>	<b>1.617 GWh</b>	<b>1.936 GWh</b>	<b>1.594 GWh</b>

## Calidad media de los gases de emisión en 2012

<b>Producción (GWh)</b>	<b>Barcelona Red 35</b>	<b>Barcelona Red 72</b>	<b>Barcelona Red 72N</b>	<b>Huelva 72</b>	<b>Cartagena H00</b>	<b>Reganosa Reganosa</b>	<b>Sagunto 15.11 ENA</b>	<b>BBG BBG</b>
Producción (GWh)	25.984	23.001	5.463	34.999	25.886	16.621	30.637	40.374

<b>Fracciones molares (%)</b>	<b>Barcelona B35X</b>	<b>Barcelona B72</b>	<b>Barcelona B72N</b>	<b>Huelva 16/2</b>	<b>Cartagena H00</b>	<b>Reganosa Reganosa</b>	<b>Sagunto 15.11 ENA</b>	<b>BBG BBG</b>
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	0,2640	0,3409	0,3385	0,2752	0,2539	0,0713	0,2423	0,1465
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

## Calidad del gas

P.C.S. [MJ/m <sup>3</sup> (n)]	42,9912	42,8760	42,8904	43,0668	42,8544	42,9542	42,6031	42,4152
P.C.S. [kWh/m <sup>3</sup> (n)]	11,9420	11,9100	11,9140	11,9630	11,9040	11,9317	11,8342	11,7820
P.C.I. [kWh/m <sup>3</sup> (n)]	10,7660	10,7360	10,7410	10,7850	10,7290	10,7554	10,6652	10,6140
Densidad relativa	0,6073	0,6062	0,6064	0,6086	0,6049	0,6047	0,6007	0,5965

Yacimiento Marismas F05.01	Yacimiento Palancares F06	Yacimiento Poseidón (pos. F03A.1)	Valdemingómez B21.1	Conexión Francia G00	Conexión Francia Biriadou	Gasoducto Magreb K01	Medgaz M00	Total producción (GWh)
74	456	551	11	34.280	803	102.052	38.782	379.974

Yacimiento Marismas pos F05.01	Yacimiento Palancares pos F06	Yacimiento Poseidón (pos. F03A.1)	Valdemingómez B21.1	Conexión Francia pos G03.02	Conexión Francia pos 41-72	Gasoducto Magreb pos. K01	Medgaz M00	Fracciones molares
0,2776	0,3715	0,4314	1,0836	0,7991	0,3612	1,2657	1,0422	0,6447
0,0574	0,1113	0,0683	1,5631	0,4515	0,2075	1,8242	1,2556	0,6596

								Calidad media ponderada del Sistema español
42,5772	42,2712	39,7836	40,5072	42,2172	42,5736	42,5520	41,8140	42,5718
11,8270	11,7420	11,0510	11,2520	11,7270	11,8260	11,8200	11,6150	11,8255
10,6590	10,5800	9,9360	10,1310	10,5690	10,6590	10,6650	10,4680	10,6613
0,6017	0,5986	0,5581	0,6010	0,6078	0,6049	0,6402	0,6166	0,6151





**08**

**Desarrollo  
legislativo**

---

**El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2012 afianzando y desarrollando las funciones encomendadas en la Ley del Sector de Hidrocarburos, garantizando la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución.**

Asimismo, el Gestor siguió incluyendo y aplicando las novedades legislativas publicadas a lo largo del año. Entre ellas, destacan:

NOVEDADES LEGISLATIVAS 2012	
EUROPA	NACIONAL
<p><b>Modificación del anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009</b> del Parlamento Europeo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, de 24 de agosto</p> <p><b>(Congestion Management Procedures (CMP))</b></p>	<p><b>Real Decreto-ley 13/2012</b>, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista</p>

## Legislación Nacional

En 2012, las principales novedades legislativas en el ámbito nacional fueron:

### Legislación básica:

• Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo (BOE nº 78 del 31 de marzo de 2012), por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

- Modifica la Ley 34/98 como consecuencia de la transposición de la Directiva 2009/73/CE.
- Define qué son los gestores de red de transporte y los gestores de red independientes e indica que deberán obtener una certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la CNE.
- Amplía las funciones de la CNE.
- Incluye al biogás, y/o cualquier otro gas obtenido a partir de la biomasa.
- Establece la posibilidad de concesión de exención de acceso a terceros a nuevas infraestructuras o ampliaciones de las existentes.
- Dota de mayor protección y derechos a los consumidores domésticos.
- Nuevas infraestructuras:
  - Suspensión de la tramitación de los procedimientos relativos a nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular.
  - Suspensión de la autorización administrativa de nuevos gasoductos y estaciones de regulación y medida, excepto para los gasoductos dedicados al suministro de su zona de influencia y las infraestructuras vinculadas a compromisos internacionales previamente adquiridos.

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre (BOE nº 312 de 28 de diciembre de 2012), de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (modifica tipo impositivo para el GN).

### Resoluciones generales:

- Resolución de 30 de julio de 2012, de la DGPEyM (sin publicar en BOE), por la que se da publicidad al informe de supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro del sistema gasista español establecido en el artículo 100.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos.

### En sus resultados, el Informe para el año 2011 indica:

- Reducción del consumo / Descenso en los aprovisionamientos.
- Similar demanda como previsión para el año 2012.
- El Sistema Gasista:
  - está dotado de las infraestructuras necesarias para su funcionamiento en condiciones de seguridad de suministro.
  - cuenta con las medidas necesarias para garantizar la seguridad de suministro en caso de interrupción en el abastecimiento. Destaca la medida de incremento de 10 a 20 días de las ventas firmes como existencias mínimas de seguridad.
- Las compañías transportistas están cumpliendo con los compromisos de mantenimiento de las instalaciones.
- Los agentes que incorporan gas al Sistema disponen de los contratos a largo plazo necesarios para cubrir las futuras necesidades de gas natural.

- Resolución de 11 de julio de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 182 del 31 de julio de 2012), por la que se modifica la de 24 de junio de 2002, por la que se aprueban los modelos normalizados de solicitud y los modelos normalizados de contratación para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas.



- Nueva redacción del Contrato de Acceso a las instalaciones de AASS.
- Oferta conjunta de capacidad no contratada incluyendo la capacidad ofertada por el titular del Almacenamiento Yela.
- Durante el ciclo de inyección/extracción de los años 2012-2013, la ubicación física de la nueva capacidad ofertada se considera repartida entre el Almacenamiento Yela y los almacenamientos Serrablo, Gaviota y Marismas de forma proporcional a los volúmenes no contratados en la fecha de entrada en vigor de la presente resolución.
- Aplicación a los nuevos contratos de acceso firmados a partir de la entrada en vigor de la presente resolución (1 de agosto de 2012).

El 31 de julio, el GTS publicó en su web la capacidad remanente disponible en almacenamientos subterráneos a 1 de agosto de 2012 incluyendo la capacidad de Yela

- Capacidad remanente a 31 de julio de 2012 ..... 626 GWh
- Capacidad ofertada por el titular del AS Yela ..... 336 GWh
- **Total capacidad remanente a 1 de agosto de 2012 ..... 962 GWh**

- Resolución de 21 de junio de 2012, de la CNE (BOE nº 197 del 17 de agosto de 2012), por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.
- Resolución de 21 de junio de 2012, de la CNE (BOE nº 200 del 21 de agosto de 2012), por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 y en la disposición adicional tercera del Real Decreto ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.

- Resolución de 20 de noviembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 288 de 30 de noviembre de 2012), por la que se modifica la 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.
- Resolución de 19 de diciembre de 2012, de la DGPEyM (sin publicar en BOE), por la que se adopta y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del sistema gasista español. (Véase legislación europea).

### Desarrollo NGTS y Protocolos de Detalle:

- Resolución de 29 de marzo de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 97 del 23 de abril de 2012), por la que se modifica la norma de gestión técnica del sistema gasista NGTS-02 «condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista», se establece el protocolo de detalle PD-12 «procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite» y se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición, calidad y odorización de gas».

### Desbalance por exceso de GNL

- Al exceso sobre 10 días de la capacidad de regasificación contratada.
- ≤ a 4 días: 2,5 el canon de almacenamiento de GNL en vigor.
- > a 4 días: 10 el canon de almacenamiento de GNL en vigor.
- Para aquellos usuarios para los que la energía equivalente a 10 días de la capacidad de regasificación contratada sea inferior a 300 GWh, se empleará este último valor como límite, siempre que el exceso de existencias sobre los 10 días de capacidad contratada, hasta alcanzar el límite de los 300 GWh, esté destinado al consumo propio o de sus clientes.

- Resolución de 30 de abril de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 127 del 28 de mayo de 2012), por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 “Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación” y se modifica el protocolo de detalle PD-10 “Cálculo de la capacidad de las instalaciones”.
- Resolución de 17 de septiembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 247 del 13 de octubre de 2012), por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01 “conceptos generales” y NGTS-04 “Nominaciones” y el protocolo de detalle PD-11 “Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte”, y se aprueba el protocolo de detalle PD-15 “Nominaciones, mediciones y repartos en conexiones internacionales por gasoducto con Europa”.
- Resolución de 5 de noviembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 302 del 17 de diciembre de 2012), por la que se establece el protocolo de detalle PD-16 “intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el gestor técnico del sistema”.

## Tarifas y peajes:

- Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre de 2011, (BOE nº 315 del 31 de diciembre de 2011) 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.

## Resumen de novedades y/o modificaciones

- Los peajes y cánones se incrementan el 4,35%.
- El canon de almacenamientos subterráneos no varía respecto al periodo anterior.
- Desaparece el peaje de entrada por conexiones internacionales.
- Se prorroga para el año 2012 el peaje de materia prima.

- Resolución de 9 de marzo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 64 del 15 de marzo de 2012), 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 de 2012, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (CbmpGN=3,2978 c€/kWh PCS).
- Orden IET/849/2012, de 26 de abril, (BOE nº 101 del 27 de abril de 2012), por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista:

- Régimen retributivo aplicado a nuevos almacenamientos subterráneos: vida útil de 20 años.
- Mecanismo general para asignar la capacidad de almacenamientos subterráneos que pudiera resultar no adjudicada en el procedimiento de subasta.
- Peaje de transporte y distribución interrumpible. Solamente se considerarán las zonas en las que las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.

- Resolución de 27 de abril de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 102 del 28 de abril de 2012), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 25 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 110 del 8 de mayo de 2012), 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 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Corrección de errores de la Resolución de 25 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE nº 112 del 10 de mayo de 2012), 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 del año en curso y el 30 de junio del año siguiente.

- Resolución de la DGPEyM del 17 de mayo de 2012 (sin publicar en BOE), por la que se establecen las características 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 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Resolución de la DGPEyM del 17 de abril de 2012, por la que se determinan los proyectos iniciados en 2009 y 2010 con derecho a una retribución específica.
- Resolución de 30 de mayo de 2012, de la SEE (BOE nº 131 del 1 de junio de 2012), 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 2012; a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Resolución de 13 de junio de 2012 de la SEE (BOE nº 145 del 18 de junio de 2012), por la que se corrige la de 30 de mayo de 2012, 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 de 2012.
- Resolución de 15 de junio de 2012, de la DGPEyM (sin publicar en BOE), 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 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Resolución de 28 de junio de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 155 del 29 de junio de 2012), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 19 de abril de 2012, de la CNE (BOE nº 172 del 17 de julio de 2012), por la que se modifica la de 26 de febrero de 2004, modificada por la de 7 de abril de 2006, modificada por la de 22 de diciembre de 2009, 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.
- Resolución de 19 de septiembre de 2012, de la SEE (BOE nº 230 del 24 de septiembre de 2012), 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 2012, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración.

- Resolución de 27 de septiembre de 2012 (sin publicar en BOE), de la DGPEyM, por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de base destinado a la Tarifa de Último Recurso de gas natural en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013.
- Cantidad de GN a adquirir – 270 GWh mensuales.
  - Día de celebración de la subasta – 30 de octubre de 2012.
- Resolución de 25 de octubre de 2012, de la DGPEyM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la Tarifa de Último Recurso entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013.
  - Resolución de 4 de diciembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 304 de 19 de diciembre de 2012), por la que se fijan los precios definitivos de los combustibles del segundo semestre de 2011 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales de determinados combustibles del año 2012 en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
  - Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre (BOE nº 314 de 31 de diciembre de 2012), 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.
- Los peajes y cánones se incrementan una media del 1% sobre la IET/849 de abril 2012.
  - Término fijo para operaciones de puesta en frío.
  - Sin variación en los cánones de almacenamientos subterráneos y GNL.
  - Peaje temporal para antiguos usuarios de la tarifa materia prima ampliado hasta 31 de diciembre de 2014 con incremento importante del coste.

- Nueva capacidad o ampliación de la ya contratada para carga de cisternas con acreditación de que no existe ninguna red de transporte o distribución de gas natural en un radio inferior a 2.000 metros desde el punto de consumo.
- Peaje de exportación por conexión internacional por gasoducto.
  - *Al gas natural destinado a la exportación por una conexión internacional terrestre se le aplicará el término fijo de conducción del peaje de transporte y distribución 1.3 vigente, multiplicado por un factor 0,7. No se aplicará término variable.*
- Apartado 3.6.1 NGTS. Se eleva la referencia para el desbalance por exceso de GNL en el conjunto de las plantas a 13 días de la capacidad de regasificación o 300 GWh, el mayor de ambos.
- Información del día n+1 modificación art. 11 de la ITC/3128/2011, eliminando las referencias a las horas de envío de la información y la entrada en vigor a 1 de julio de 2013.

- Resolución de 20 de diciembre de 2012 (BOE nº 314 del 31 de diciembre de 2012), de la SEE, 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 2012, 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.
- Resolución del 28 de diciembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 314 de 31 de diciembre de 2012), por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (*decremento entre el 1,15% del TF de la T.1 y el 4,56 del T.2*).

### Almacenamientos subterráneos:

- Resolución de 30 de enero de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 34 del 9 de febrero de 2012), por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos de gas natural básicos para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.

- Resolución de 6 de marzo de 2012 (sin publicar en BOE), de la DGPEyM, por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.
- Resolución de 8 de marzo de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 63 del 14 de marzo de 2012), por la que se modifica la Resolución de 24 de junio de 2002, por la que se aprueban los modelos normalizados de solicitud y los modelos normalizados de contratación para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas (Contrato de acceso a las instalaciones de AASS).
- Resolución de 23 de marzo de 2012 (sin publicar en BOE), de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.
- Resolución de 17 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, (BOE nº 98 del 24 de abril de 2012), por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural.
- Resolución de la DGPEyM del 9 de mayo de 2012 (sin publicar en BOE), por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Resolución de la DGPEyM del 11 de mayo de 2012 (sin publicar en BOE), por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2012 del gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos "Yela" y "Castor".
- Resolución de 24 de mayo de 2012 (sin publicar en BOE), de la DGPEyM, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Resolución de 30 de mayo de 2012 (sin publicar en BOE), de la DGPEyM, por la que se actualizan determinados parámetros de la subasta de gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos "Yela" y "Castor".



## Autorizaciones ligadas a instalaciones:

- Resolución de 15 de diciembre de 2011, de la DGPEyM (BOE nº 34 del 9 de febrero de 2012), por la que se prorroga la Resolución de 21 de junio de 2010, en relación con la autorización del gasoducto de interconexión Córdoba C1-Córdoba C-1A, así como sus instalaciones auxiliares situados en las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos denominadas «El Ruedo 2» y «El Ruedo 3» y se reconoce su utilidad pública.
- Resolución de la Delegación del Gobierno en la Comunidad Autónoma del País Vasco (BOE nº 46 del 23 de febrero de 2012), por la que se convoca al levantamiento de actas previas a la ocupación de las fincas afectadas por el proyecto del gasoducto de transporte primario de gas natural denominado "planta de Bilbao-Treto", en los términos municipales de Zierbena y Muskiz, en Bizkaia.
- Resolución de la Delegación Provincial de Economía, Innovación y Ciencia de la Junta de Andalucía en Huelva (BOE nº 49 del 27 de febrero de 2012), por la que se otorga a Gas Natural Andalucía, S.A. autorización administrativa, reconocimiento de la utilidad pública y aprobación de la ejecución del Proyecto de Instalaciones "Ramal de Suministro al término municipal de Cartaya", y sus anexos y complementos, en el término municipal de Cartaya, en la provincia de Huelva.
- Resolución del Departamento de Empresa y Empleo, Secretaría General, Servicios Territoriales en Lleida, EMO/ /2012, de 6 de febrero (BOE nº 49 del 27 de febrero de 2012), por la que se otorga a la empresa Gas Natural Distribución SDG, S.A., la autorización administrativa, la declaración de utilidad pública y la aprobación del proyecto ejecutivo de unas instalaciones de gas natural (Castellnou de Seana).
- Resolución de 3 de febrero de 2012, de la DGPEyM, (BOE nº 52 del 1 de marzo de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto «Anexo al gasoducto Almendralejo-Salamanca. Ampliación de la posición 0-24 con estación de medida G-250 (80)», en Mérida (Badajoz).
- Resolución de 6 de febrero de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 52 del 1 de marzo de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto «Anexo al gasoducto Almendralejo-Salamanca. Nueva posición 0-25 con estación de regulación y medida G-650 (80/16). Punto de conexión para el polígono industrial Expacio Mérida», en Mérida (Badajoz).

- Resolución de 7 de febrero de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 52 del 1 de marzo de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A., autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto «Anexo al gasoducto Haro-Burgos. Modificación de la posición B-02 para un punto de entrega con estación de regulación y medida G-400 (72/59)», en Briviesca (Burgos).
- Resolución de 26 de marzo de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 83 del 6 de abril de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto Anexo al gasoducto Lemona-Haro. Nueva posición 43.X.00 con estación de regulación y medida G-650 (80/16). Para punto de entrega, en Dima (Vizcaya).
- Resolución de 4 de mayo de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 83 del 18 de junio de 2012), por la que se otorga a Compañía Transportista de Gas Canarias, SA autorización administrativa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla (Tenerife).
- Resolución de 6 de julio de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 172 del 19 de julio de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al ramal a ENCE, nueva posición A-8.6.A con estación de medida G-160 para punto de entrega a Ence Energía Huelva, SL", en el término municipal de Huelva.
- Resolución de 9 de julio de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 176 del 24 de julio de 2012), por la que se otorga a Gas Extremadura Transportista, SL autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto "Anexo al Gasoducto Mérida-Don Benito-Miajadas. Nueva posición de derivación con estación de regulación y medida G-250 (80/59) y modificación de la posición MR-MJ-09" en Don Benito (Badajoz).
- Resolución de 30 de julio de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 196 del 16 de agosto de 2012), 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 del gasoducto denominado "Zarza de Tajo-Yela".
- Resolución de 24 de septiembre de 2012 (BOE nº 241 del 6 de octubre de 2012), de la DGPEyM, por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública del proyecto denominado "Anexo al Gasoducto Semianillo Suroeste de Madrid, tramo II. Nueva posición T-05.A con ERM G-1000 (80/16) punto de conexión para Gas Natural Distribución SDG SA", en el término municipal de Valdemorillo (Madrid).

- Resolución de 7 de septiembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 241 del 6 de octubre de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al Ramal de ENCE. Modificación de la posición A-8.6.A con EM G-250 para punto de entrega a Grupo Empresarial Ence, SA", en el término municipal de Huelva.
- Resolución de 21 de septiembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 241 del 6 de octubre de 2012), por la que se autoriza la transmisión de la titularidad del gasoducto denominado "gasoducto de alimentación a la CTCC de Arcos de la Frontera", propiedad de Iberdrola Generación, SAU.
- Resolución de 1 de octubre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 252 del 19 de octubre de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública del proyecto "Anexo al gasoducto Barcelona, Valencia, Vascongadas. Ampliación de la posición 23, con ERM G-650 (72/51) para un punto de entrega en Zaragoza e instalaciones auxiliares", en el término municipal de Zaragoza.
- Resolución de 26 de octubre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 275 del 15 de noviembre de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al gasoducto Tarifa-Córdoba. Suministro y Montaje de tercera línea tipo G-100 (80/59,5) en ERM G-65 de posición K-29 y de ERM-G65 en ERM-G100" en el término municipal de Santaella.
- Resolución de 30 de octubre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 275 del 15 de noviembre de 2012), por la que se otorga a Enagás, S.A. autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al gasoducto Almería-Chinchilla. Modificación de la posición M-01 con ERM G-650 (80/16)" en el término municipal de Almería.
- Resolución de 19 de noviembre de 2012, de la SE de Medio Ambiente (BOE nº 292 del 5 de diciembre de 2012), por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto Gasoducto de transporte primario ramal de la Mariña Lucense, Ribadeo-Viveiro (Lugo).
- Resolución de 12 de diciembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 311 del 27 de diciembre de 2012), por la que se autoriza a Iberdrola Generación SAU y Gas Natural SDG, SA el cierre de la central térmica de Aceca, ubicada en el término municipal de Villaseca de la Sagra (Toledo).

**Otras:**

- Orden IET/621/2012, de 26 de marzo, (BOE nº 75 del 28 de marzo de 2012), por la que se establecen los servicios mínimos del sector de hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 29 de marzo de 2012.
- Circular 2/2012, de 8 de junio, de la CNE (BOE nº 154 del 28 de junio de 2012), por la que se establece la metodología para la asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal.
- Resolución de 28 de junio de 2012, de la CNE (BOE nº 162 del 7 de julio de 2012), por la que se aprueba el *information memorandum* y el contrato tipo para la asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal, disponible en el periodo comprendido entre octubre de 2012 y septiembre de 2013.
- Resolución de 26 de julio de 2012, de la CNE (BOE nº 197 del 17 de agosto de 2012), sobre la solicitud de certificación de Enagás como gestor de la red de transporte de gas.
- Orden IET/2020/2012 de 24 de septiembre, (BOE nº 231 del 25 de septiembre de 2012), por la que se establecen los servicios mínimos para el Sector de Hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 26 de septiembre de 2012 (Comunidad Foral de Navarra y Comunidad Autónoma del País Vasco).
- Orden IET/2424/2012, de 8 de noviembre (BOE nº 272 de 12 de noviembre de 2012), por la que se establecen los servicios mínimos del Sector de Hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 14 de noviembre de 2012.
- Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre (BOE nº 274 de 14 de noviembre de 2012), por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural.
- Resolución de 12 de noviembre de 2012, de la DGPEyM (BOE nº 284 de 26 de noviembre), por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural a corto plazo entre España y Francia para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo de 2014.

## Legislación Europea

La legislación europea cada vez tiene mayor incidencia en el panorama nacional, siendo el principal objetivo la creación del mercado interior europeo del gas natural y la electricidad. En este sentido, cada vez son más las directivas, reglamentos, etc. a adoptar por cada uno de los Estados miembros, teniéndose que abordar profundas reformas que afectan a los aspectos operativos dentro de cada país.

A continuación se presentan las principales novedades regulatorias acaecidas en el año 2012, así como las líneas de trabajo que se están desarrollando en Europa y que podrán tener repercusión en el ámbito nacional en un futuro próximo.

El principal hito del año 2012 a nivel de normativa europea fue la **publicación, en el Diario Oficial de la Unión Europea del 28 de agosto 2012, de la decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012, que modifica el Anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural:**

- Procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual.
- Se aplica a los puntos de interconexión entre los sistemas de entrada-salida adyacentes, independientemente de que sean físicos o virtuales, entre dos o más Estados miembros o en el mismo Estado miembro, siempre que los puntos se sometan a procedimientos de reserva por los usuarios.
- Aumento de la capacidad mediante un régimen de sobresuscripción y readquisición.
- Mecanismo de utilización o pérdida con un día de antelación en firme.
- Entrega de capacidad contratada.
- Mecanismo de utilización o pérdida a largo plazo.

Además, como se citó anteriormente en el apartado de legislación española, y cumpliendo con uno de los hitos de normativa europea en el ámbito de Seguridad de Suministro, el 19 de diciembre de 2012, la DGPEyM publicó la Resolución por la que se adoptó y publicó provisionalmente el **Plan de Acción Preventivo 2012-2014 y Plan de Emergencia 2012-2014 del Sistema Gasista español**, notificando esta resolución a la Comisión Europea.

Esta resolución responde al Reglamento UE 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se derogaba la Directiva 2004/67/CE del Consejo (el reglamento), y que tiene por finalidad asegurar a los consumidores de gas que se toman todas las medidas necesarias para garantizar un abastecimiento continuo; en particular, en caso de condiciones climáticas difíciles y de interrupción del suministro en los mercados internacionales.

En cumplimiento del artículo 9 de este reglamento, se procedió a realizar una evaluación completa de los riesgos que afectan a la seguridad de suministro de gas en España. En esa evaluación se tuvo particularmente en cuenta la simulación del escenario "n-1" y todas las circunstancias y las repercusiones pertinentes nacionales o regionales, como por ejemplo, el tamaño del mercado, la configuración de la red y los flujos reales, incluidos los flujos de salida; se evaluaron diversos escenarios de demanda excepcionalmente elevada de gas e interrupción de suministro y se valoraron la interacción con los sistemas gasistas de países vecinos.

El artículo 4 del reglamento obliga a los Estados a realizar un plan de acción preventivo que incluya las medidas necesarias para eliminar o atenuar los riesgos detectados con arreglo a la evaluación de riesgos realizada, así como un plan de emergencia que incluya las medidas que se deban adoptar para eliminar o atenuar el impacto de una interrupción del suministro de gas.

**En cumplimiento de lo anterior, se elaboró el Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español 2012-2014 y el Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español 2012-2014, en el que Enagás GTS colaboró en los aspectos técnicos del documento.**

Los borradores de estos planes fueron previamente sometidos a consulta con las autoridades competentes de Francia y Portugal y con los principales agentes del sector a nivel nacional.

Por otra parte, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas, es la autoridad competente designada por España para velar por el cumplimiento de las medidas estipuladas en el reglamento. Esa designación se producía en el marco de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regulaba la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimientos de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

En el año 2012, continuó la actividad en Europa en los distintos grupos de trabajo de ENTSOG (*The European Network of Transmission System Operators for Gas*, Organización de TSOs de gas natural), ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, Agencia de Cooperación de Reguladores Europeos) y la Comisión en el desarrollo de los aspectos técnicos necesarios para la creación del mercado interior del gas.

La creación de ese mercado interior es uno de los objetivos principales de la Unión Europea en materia de energía, recogido en la Comunicación de la Comisión del día 10 de enero de 2007. Los objetivos perseguidos con la creación del mercado interior son:

- Ofrecer a los consumidores europeos la elección entre distintos proveedores de la energía a precios equitativos.
- Permitir el acceso al mercado a todas las empresas, especialmente las que invierten en energías renovables.
- Garantizar un marco que facilita el funcionamiento del mecanismo de intercambio de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.
- Reforzar la seguridad del suministro.

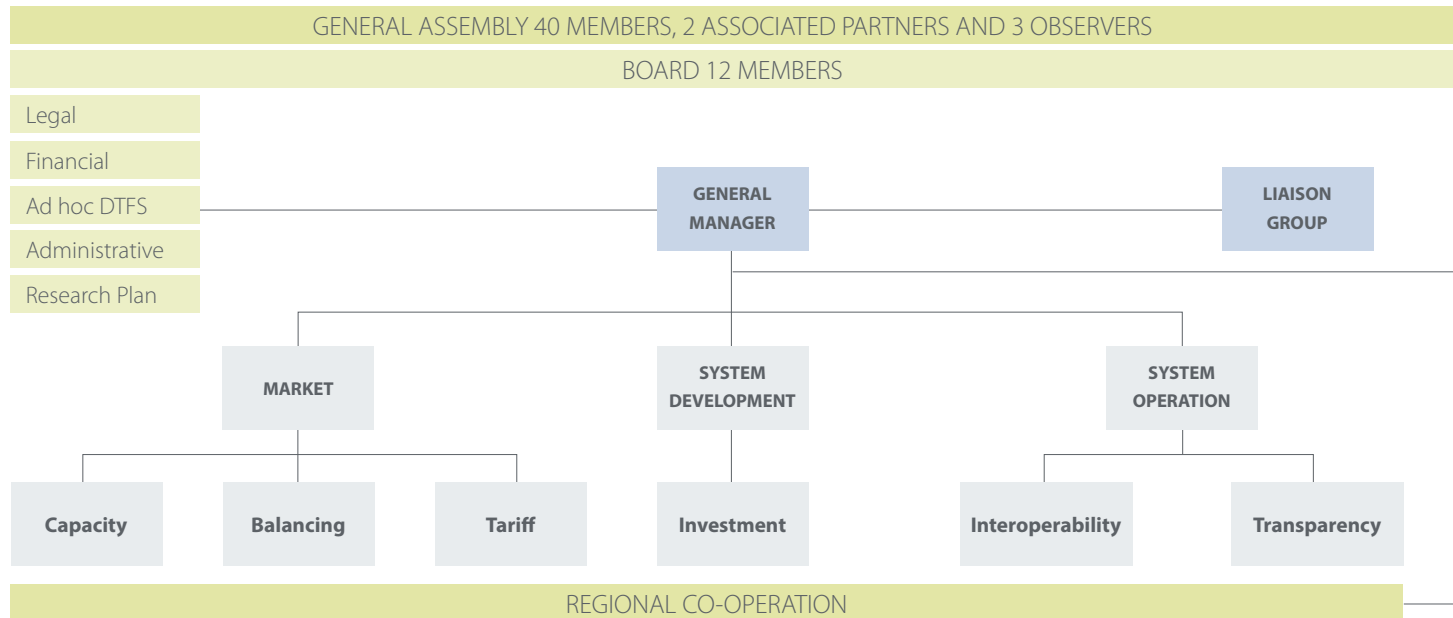
El esquema de trabajo de los organismos europeos relativos al sector gasista es el siguiente:



Concretamente en ENTSOG, existen varios grupos de trabajo formados por expertos de distintos transportistas ("TSOs", *Transmission System Operator*), creados según la necesidad y con distintos cometidos, entre los que se encuentra la cooperación con ACER y la Comisión en el desarrollo de los aspectos técnicos necesarios para la elaboración de las propuestas de ley que regulen el mercado gasista a nivel europeo e integren las distintas necesidades de los mercados.



Las líneas de trabajo de ENTOSOG son las siguientes:



En 2012, ENTOSOG contó con varios grupos de trabajo, en los que Enagás GTS participó activamente. Sus principales actividades durante el año fueron:

## Grupo de capacidad (Capacity Working Group)

En este grupo se trabaja en la elaboración del NC CAM (*Network Code* sobre Mecanismos de asignación de capacidad) y en las Directrices para la CMP (Procedimientos de gestión de la congestión).

### 1. Mecanismos de asignación de la capacidad, (Capacity Allocation Mechanisms, NC CAM):

La segunda mitad de 2012 estuvo marcada por un intenso debate entre ENTOSOG, ACER, la Comisión y los participantes del mercado en la mejora del código de red relativo a los mecanismos de asignación de la capacidad.

En junio de 2012, ACER publicó su dictamen del NC CAM presentado por ENTSOG en marzo de 2012. ACER solicitó cambios en una serie de áreas y, tras un debate interno y posterior consulta al mercado, ENTSOG adoptó la mayoría de los cambios solicitados por ACER y volvió a presentar el documento el 17 de septiembre. No obstante, ENTSOG no realizó todos los cambios solicitados por ACER, ya que opinaba que algunos de ellos no eran compatibles con un buen funcionamiento del mercado.

ACER envió el NC CAM a la Comisión en octubre de 2012, acompañado con un documento de "recomendación", en el que afirmaba que el NC debía adoptarse aunque sujeto a los cambios en las áreas conflictivas. Además se cambió el periodo de ejecución de 27 a 18 meses.

Desde octubre, la Comisión hizo revisiones del NC CAM, en su mayoría de carácter legal. En este tiempo, ENTSOG tuvo la oportunidad de mantener conversaciones frecuentes con la Comisión, donde pudo comentar temas emergentes, así como explicar sus puntos de vista sobre asuntos clave a distintos representantes de los Estados miembros. Al mismo tiempo, ENTSOG desarrolló un documento en el que exponía su punto de vista sobre los cambios que se habían hecho en el NC desde septiembre de 2012.

**El NC CAM entró en el proceso de comitología formal en enero de 2013.** ENTSOG espera poder asistir a las reuniones de comitología como un asesor experto. **Se prevé que el código de red se adoptará en la legislación europea en otoño de 2013.**

En paralelo con el progreso de la adopción del NC CAM, un gran número de TSOs participaron en proyectos piloto cuyo objetivo era poner en práctica los elementos del código de la red antes de la fecha límite obligatoria (probablemente 2015).

## **2. Procedimientos de gestión de la congestión (Congestion Management Procedures, CMP):**

Los procedimientos de gestión de la congestión se aprobaron en agosto de 2012, siendo la mayoría de las disposiciones de aplicación antes del 1 de octubre de 2013. En el Foro de Madrid de abril de 2013, ENTSOG informó sobre el progreso de implementación.

Los trabajos en la última mitad del año 2012 de ENTSOG se centraron en el desarrollo de una plataforma (Plataforma de transparencia) en la que se puedan publicar los datos de congestión (datos que deberán ser aportados por obligación legal).

## Grupo de balances (Balancing Working Group)

En este grupo se trabaja en la elaboración del NC de balance en la red de transporte (*Balancing Network Code*).

En el año 2012, la dirección de ENTSOG propuso colaborar más estrechamente con ACER para encontrar una respuesta al dictamen sobre el código de balances que dio dicho organismo. La idea era desarrollar una mejor relación y entendimiento entre ENTSOG y ACER que permitiese presentar de nuevo el código ante la Comisión, para proceder al proceso de comitología con el apoyo tanto de ENTSOG como de ACER.

Se trabajó en colaboración con ACER y, el 24 de diciembre, ENTSOG comunicó cuál era la posición del grupo de trabajo, con mejoras del código, así como con una explicación del razonamiento empleado en su elaboración.

Se prevé que el proceso conducirá a un resultado eficaz y favorable, definiendo una nueva "manera de trabajar" con ACER.

Además, durante el año 2012, el grupo de trabajo de Balances trabajó estrechamente con la Comisión para satisfacer algunos de sus requerimientos iniciales.

El objetivo general es que ENTSOG pueda entregar un código aceptable para los agentes del mercado, los miembros de ACER, la Comisión y miembros de ENTSOG, mitigando así gran parte del riesgo de desacuerdo al que podría llegarse en el proceso de comitología.

## Grupo de interoperabilidad (Interoperability Working Group)

Este grupo se encarga de paliar barreras técnicas/operativas entre los usuarios de dos o más redes de transporte, es decir, se intenta impulsar el mercado único, creando reglas de intercambio de datos para facilitar la comunicación entre TSOs.

El 26 de julio de 2012, ACER publicó y presentó a la Comisión Europea las directrices marco para la interoperabilidad y normas de intercambio de datos. El 17 de octubre de 2012 se publicó un estudio de impacto inicial que acompañaba a las directrices marco.

El 11 de septiembre de 2012, la Comisión Europea envió una carta de invitación a ENTSOG para redactar un código de red en línea con las directrices marco y una evaluación del impacto en el periodo de un año. En la carta de invitación se definió que el código de red debería cubrir las áreas de Acuerdo de Interconexión, Volumen, Calidad del Gas,

Odorización y de Intercambio de Datos, mientras que para el tema del Cálculo de la Capacidad, la Comisión prefirió hacer uso de su derecho a presentar una propuesta por comitología (junto con el código de red CAM).

Dos días más tarde, ENTSOG publicó un plan del proyecto, con un periodo de consultas de un mes, con el fin de explicar y buscar información sobre los hitos clave del proceso de desarrollo del código de red para garantizar la participación y el compromiso de las partes interesadas: 37 respuestas fueron recibidas con comentarios positivos y propuestas útiles.

El 26 de septiembre se realizó un *workshop* al que asistieron cerca de 80 participantes, y ocho partes interesadas presentaron sus opiniones iniciales.

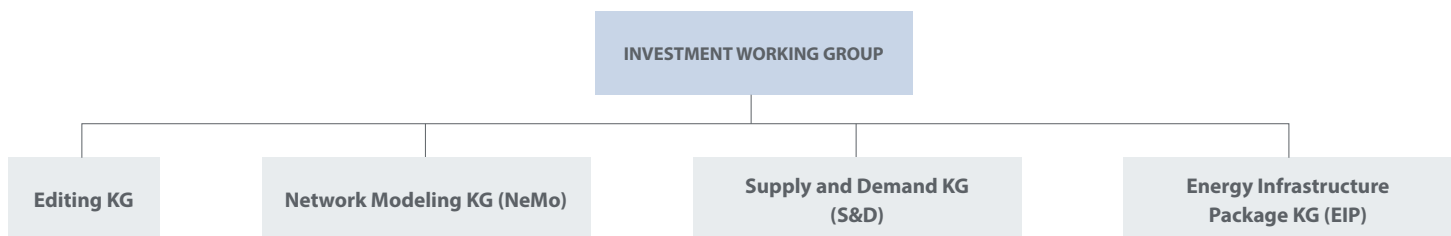
El 2 de octubre, en el 22 Foro de Madrid, se presentó el proceso de desarrollo del código de red, así como los mensajes clave iniciales sobre cuestiones de contenido, y las partes interesadas expresaron sus opiniones, que eran similares a las propuestas.

El 10 de octubre se publicó una documentación inicial que resumía las directrices marco, las opiniones iniciales de ENTSOG, y contenía preguntas para ser respondidas por los distintos agentes del mercado. Para la elaboración de este documento, se abordaron distintos temas en varias reuniones con los agentes del mercado, la Comisión y ACER y hubo una estrecha colaboración entre los distintos grupos de trabajo de ENTSOG (*Kernel Groups e Investment Group*).

El primer borrador del código de red está disponible desde febrero de 2013, para una consulta pública de dos meses.

### Grupo de inversión (Investment Working Group)

Este grupo desarrolla varias tareas que dan soporte a las distintas necesidades de ENTSOG. Está formado por técnicos expertos y se compone de distintos grupos de trabajo que se forman según las necesidades del momento.



Entre sus tareas principales están:

- Elaboración y revisión de los *Outlooks* (*Winter* y *Summer*, de carácter anual).
- Plan de desarrollo de la red de transporte en Europa (TYNDP, de carácter bienal).
- Apoyo a los TSOs en los Planes regionales de infraestructuras (GRIPs, bienal).
- Desarrollo de metodología de análisis de costes y beneficios (CBA) para la selección de Proyectos de Interés común (PIC).
- Colaboración en el desarrollo de los *Network Codes*, concretamente:
  - NC Interoperabilidad, desarrollando la sección *Gas Quality Outlook*.
  - NC CAM, colaborando en la sección de *Capacity Calculation*.

Durante el año 2012, y en cuanto a las Directrices europeas de infraestructuras como parte del paquete de Conexión Europa, ENTSOG (en concreto, el *Kernel Group* de infraestructuras, "EIP KG", *Energy Infrastructure Package* KG) tuvo una contribución activa tanto en comunicación como en la elaboración de propuestas a enmiendas concretas. El grupo de EIP trabajó durante el año en el desarrollo de la metodología CBA, presentando en noviembre de 2012 (*workshop* de TYNDP) una propuesta inicial, así como el estado en el que se encontraba el proceso.

En 2012, también se participó en los grupos regionales establecidos por la Comisión para elaborar la primera lista de los PIC ("Proyectos de interés común"). A finales de diciembre de 2012, 145 proyectos fueron presentados a consideración por ser "de interés común". De todos estos proyectos, sólo 50 serán preseleccionados como PIC y podrán beneficiarse de las facilidades previstas por el reglamento, especialmente en lo relativo a la concesión y permiso de asistencia financiera de la Unión, todo ello si se confirma como PIC oficialmente antes del 31 de julio de 2013.

Los demás grupos de trabajo pertenecientes al *Investment Group* trabajaron durante el año en la elaboración de la nueva versión del TYNDP 13-22, que será publicada en la primavera de 2013, y elaboraron un nuevo mapa del Desarrollo del Sistema a nivel europeo que proporciona una visión general de la oferta-demanda actual, de las infraestructuras y una perspectiva de su desarrollo. También se elaboró y publicó el *Winter Outlook 2012-13*, el pasado 8 de noviembre de 2012, siguiendo la metodología empleada en la elaboración del TYNDP y las sugerencias del GAS COORDINATION GROUP, incluyendo en el informe un análisis de un escenario de rotura.

### **Grupo de tarifas (Tariff Working Group)**

Este grupo se encarga de trabajar en todo lo relacionado al cálculo de tarifas. Principalmente en el año 2012, ACER estuvo desarrollando las directrices marco. La Comisión amplió a ACER el plazo de desarrollo de dichas directrices hasta el 31 de marzo de 2013 por su complejidad.

### **Grupo de transparencia (Transparency Working Group)**

Este grupo se encarga de garantizar el cumplimiento del Anexo I, capítulo 3 del Reglamento 715/2009, incluyendo las disposiciones adicionales que se incorporaron en agosto de 2012, así como dar soporte a otras áreas que tengan relación con el objetivo de transparencia.

En 2012, ENTSOG inició un proyecto de IT llamado *Professional Data Warehouse System* (PDWS), Sistema de almacenamiento de datos, con el fin de cumplir con los nuevos requisitos de los procedimientos de gestión de la congestión (CMP), publicado en agosto por la Comisión Europea.

Se trata de un proyecto multiárea que se desarrolla de forma conjunta por el grupo de desarrollo del sistema y de operación del sistema dentro de ENTSOG.

El resumen de las actividades de los distintos grupos de trabajo es el siguiente:

RESUMEN ACTIVIDAD AÑO 2012	
<b>CAPACITY</b>	<p><b>CMP: Procedimientos de Gestión de la Congestión.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Directrices ya incluidas en el Reglamento 715/2009 (de obligado cumplimiento).</li> </ul> <p><b>NC CAM: Código de Red sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ACER ya ha recomendado formalmente a la Comisión la adopción del código.</li> <li>• Primera reunión de comitología : enero de 2013.</li> <li>• Aprobación prevista en verano de 2013.</li> </ul>
<b>BALANCING</b>	<p><b>Fase final de elaboración del NC.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ENTSOG ha redactado una propuesta del código, que se encuentra pendiente de la recomendación de ACER para que se inicie el proceso de comitología.</li> </ul>
<b>INTEROPERABILITY</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El 26 de julio de 2012, ACER publicó y presentó a la Comisión Europea las Directrices Marco para la interoperabilidad y normas de intercambio de datos.</li> <li>• El 17 de octubre de 2012 se publicó un estudio de impacto inicial que acompañaba a las directrices marco.</li> <li>• El 10 de octubre se publicó una documentación inicial que resumía las directrices marco.</li> <li>• El primer borrador del código de red está disponible desde febrero de 2013, para una consulta pública de dos meses.</li> </ul>
<b>INVESTMENT</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Summer/Winter Outlooks.</li> <li>• TYNDP (13-22).</li> <li>• Desarrollo de la metodología de costes y beneficios (CBA) para la selección de "Proyectos de interés común" (PCI's).</li> <li>• Nuevo mapa de Desarrollo del Sistema.</li> </ul>
<b>TARIFF</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ACER está elaborando las Directrices Marco.</li> </ul>
<b>TRANSPARENCY</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizar el cumplimiento del Anexo I, capítulo 3 del Reglamento 715/2009, incluyendo las disposiciones adicionales que se incorporaron en agosto de 2012.</li> <li>• En 2012, ENTSOG inició un proyecto de IT llamado <i>Professional Data Warehouse System</i> (PDWS) Sistema de almacenamiento de datos, con el fin de cumplir con los nuevos requisitos de los procedimientos de gestión de la congestión (CMP), publicado en agosto por la Comisión Europea.</li> </ul>

### Seguimiento de demanda invierno 2011-2012. Récord de demanda convencional 3 febrero 2012



La tendencia creciente de la punta de demanda convencional confirma como criterio de infraestructuras en...

#### Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión

	21-ene Real	22-ene Real	23-ene Real	24-ene* Real	25-ene* Real
GWh/día	+74	+164	+184	+188	+188
<b>Total SISTEMA</b>					





09

Marcadores

---

**7** Años consecutivos con continuidad del suministro firme e interrumpible en la red de transporte (desde marzo de 2005)

**49.804** (+10% vs. 45.259 en 2011)  
Transacciones en el mercado secundario de gas, por un volumen de 454 TWh, equivalente al 115% de la demanda

**540** (+18% vs. 456 en 2011)  
Agentes con acceso al SL-ATR y MS mediante llaves e-token

**2.533** (+23% vs. 2.066 en 2011)  
Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 20.037 TWh

**185.300.000** (+24% vs. 149.800.000 en 2011)  
Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

**158.205** (+16,4% vs. 135.861 en 2011)  
GWh récord anual de aprovisionamientos en forma de GN

**28.894** GWh récord histórico de capacidad contratada en los AASS

**96.275** ··· Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

**16.426** ··· Accesos al Portal del SL-ATR 2.0

**42** ··· **(x2 vs. 18 en 2011)**  
Buques cargados de GNL en plantas de regasificación con destino mercados internacionales y enfriamiento de tanques

**278.008** ··· **(+6% vs. 263.056 en 2011)**  
GWh alcanzó la demanda convencional de gas natural, cifra que marca un récord histórico

**22.231** ··· Actualizaciones de información en el apartado GTS de la web de Enagás

**6** ··· Modificaciones legislativas de las NGTS

**10** ··· Protocolos de Detalle nuevos o revisados

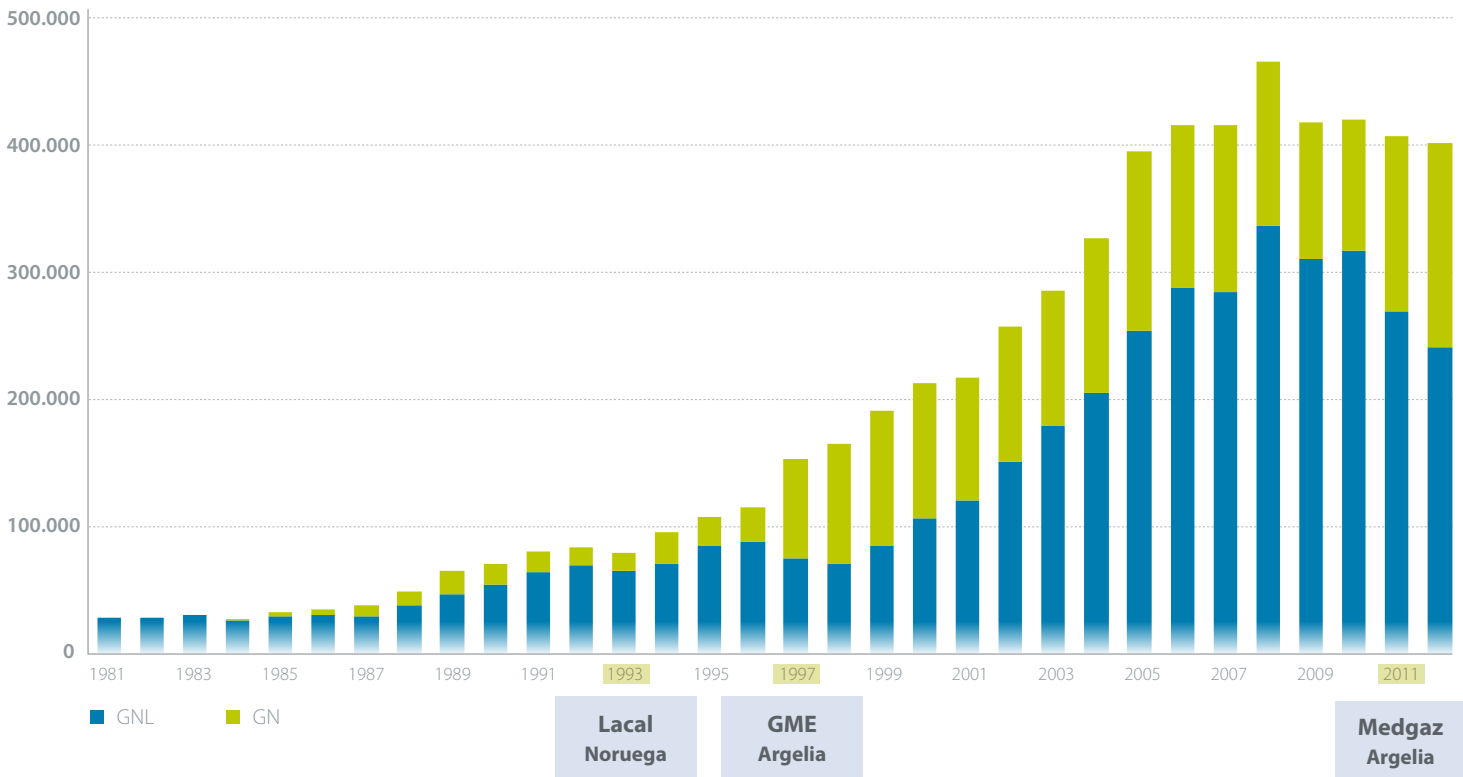
**20** ··· Publicaciones de Notas de Operación, con 3 declaraciones de "Ola de Frío"

## Aprovisionamientos en forma de GN

**158.205** 
 ··· (+16,4% vs. 135.861 en 2011)  
 ··· GWh récord anual de  
 ··· aprovisionamientos en forma de GN

En 2012 se consolidaron las importaciones de gas de Argelia por el Medgaz, que se iniciaron a mediados de 2011, y que constituye la sexta conexión internacional, tras el Lacal y Euskadour, para importación/exportación de gas a través de Francia; el GME, para importación de gas argelino a través de Marruecos, y las dos conexiones internacionales con Portugal. La suma de las importaciones por estas conexiones contribuyó a que los aprovisionamientos en forma de GN alcanzasen en 2012 un récord en su historia.

Unidad: TWh/año



## Agentes con acceso al SL-ATR y MS mediante llaves e-token

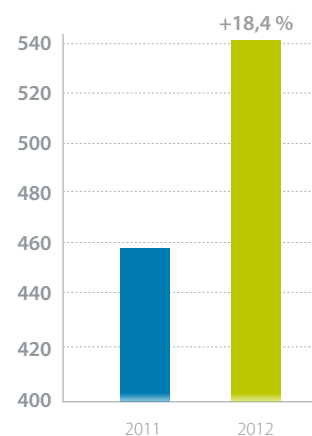
# 540

(+18% vs. 456 en 2011)

Agentes con acceso al SL-ATR y MS mediante llaves e-token

Nº empresas	2011	2012
Comercializadores	36	40
Transportistas	6	5
Distribuidores	22	20
Accesos con e-token	456	540

### Nº de-token



## Solicitudes de Acceso ATR

# 2.533

(+23% vs. 2.066 en 2011)

Solicitudes de Acceso ATR gestionadas, equivalentes a un volumen en energía de 20.037 TWh

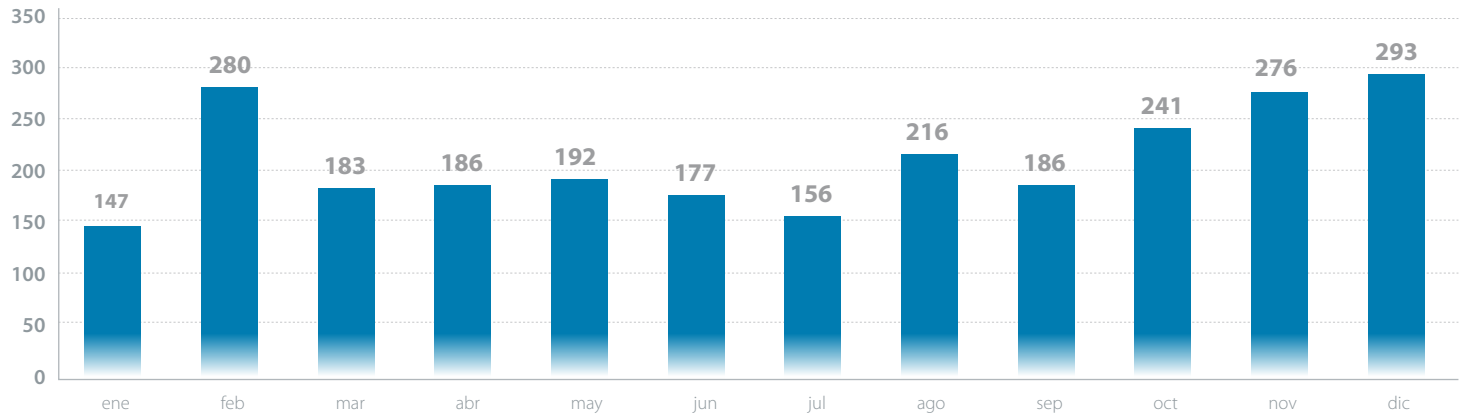
Nº de solicitudes registradas en diciembre: **293** por 594 TWh\*  
 Nº de solicitudes registradas en 2012: **2.533** por 20.037 TWh\*

\* Acumulado de energía solicitada en todos los servicios.

		Real mes*	Acumulado año
CP	Indicador <sub>1</sub> Accesos nuevos	0,2 días	0,4 días
	Indicador <sub>2</sub> Accesos existentes	0,3 días	0,5 días
MP/LP	Indicador <sub>3</sub> Accesos nuevos	2,5 días	3,4 días
	Indicador <sub>4</sub> Accesos existentes	1,8 días	2,5 días

\* Los Indicadores miden el nº de días medios laborables desde la recepción de la solicitud hasta el envío de respuesta de viabilidad del GTS.

## Nº de solicitudes de Acceso ATR gestionadas en 2012



## Detalle de solicitudes gestionadas

## Respuestas a las solicitudes de viabilidad



- Positivas **82%**
- Positivas con condición **17%**
- Negativas **1%**
- Pendientes **0%**
- Anuladas **0%**

## Por servicio solicitado

AASS (Almacenes subterráneos)	23
CC (Carga de cisternas)	107
R (Regasificación)	616
RCT (Reserva de capacidad transporte)	498
CB (Carga de buque)	113
TC (Término de conducción)	1.135
TIE (Tránsito internacional entrada)	15
TIS (Tránsito internacional salida)	24
Otros servicios	2
<b>Total</b>	<b>2.533</b>

## Por transportista















- Enagás **2.016**
- SAGGAS **116**
- Reganosa **196**
- BBG **62**
- Naturgas **90**
- Otros **53**

## Transacciones en el mercado secundario de gas

# 49.804

(+10% vs. 45.259 en 2011)  
 Transacciones en el mercado secundario de gas, por un volumen de 454 TWh, equivalente al 115% de la demanda

### Intercambios 2012

Mes	Intercambios confirmados		Energía intercambiada GWh		GWh
	2011	2012	2011	2012	
Enero	4.061	4.640	68.400	32.030	
Febrero	4.256	4.917	86.421	41.620	
Marzo	4.476	4.800	53.082	40.983	
Abril	2.988	3.666	50.675	37.677	
Mayo	2.719	3.154	49.588	27.160	
Junio	3.291	3.375	37.644	27.780	
Julio	3.404	3.695	43.056	43.908	
Agosto	3.356	3.830	33.279	43.812	
Septiembre	3.808	3.617	35.719	34.784	
Octubre	3.458	4.274	34.626	42.720	
Noviembre	4.512	4.694	36.287	37.125	
Diciembre	4.930	5.142	36.888	44.392	
<b>Totales</b>	<b>45.259</b>	<b>49.804</b>	<b>565.664</b>	<b>453.992</b>	

Energía intercambiada en 2011

565.664 GWh

Total salidas 2012

393.953 GWh

Energía intercambiada vs. total salidas:

144%

Energía intercambiada vs. total salidas:

115%

Acumulado dic-12	Nº Intercambios confirmados		Energía intercambiada	
			GWh	%
<b>Plantas</b>	<b>10.180</b>	<b>20,4%</b>	<b>354.999</b>	<b>78,2%</b>
Vinculados a descarga	58		20.742	
<b>GNL Barcelona</b>	3.618	7,3%	112.352	24,7%
Vinculados a descarga	5		2.096	
<b>GNL Cartagena</b>	1.155	2,3%	43.699	9,6%
Vinculados a descarga	1		422	
<b>GNL Huelva</b>	3.094	6,2%	90.262	19,9%
Vinculados a descarga	6		2.190	
<b>GNL Bilbao</b>	1.216	2,4%	61.068	13,5%
Vinculados a descarga	18		7.719	
<b>GNL Sagunto</b>	500	1,0%	26.912	5,9%
Vinculados a descarga	1		300	
<b>GNL Mugardos</b>	597	1,2%	20.706	4,6%
Vinculados a descarga	27		8.015	
<b>AOC (incluye intercambios TUR)</b>	<b>39.490</b>	<b>79,3%</b>	<b>96.217</b>	<b>21,2%</b>
<b>AASS</b>	<b>134</b>	<b>0,3%</b>	<b>2.776</b>	<b>0,6%</b>
<b>Total</b>	<b>49.804</b>	<b>100%</b>	<b>453.992</b>	<b>100%</b>
<b>Intercambios eliminados</b>	<b>1.640</b>	<b>3,3%</b>	<b>71.605</b>	<b>15,8%</b>
<b>Intercambios TUR</b>	<b>16.272</b>	<b>41,2%</b>	<b>6.151</b>	<b>6,4%</b>
<b>% en AOC</b>				



## Carga de buques

**42** : (x2 vs. 18 en 2011)  
 : Buques cargados de GNL en plantas de regasificación con  
 : destino mercados internacionales y enfriamiento de tanques

En 2012 se incrementaron las cargas de buques en las plantas de regasificación españolas, que pasaron de 18 cargas internacionales en 2011 a 42 durante el 2012, en las que se cargó un total de 22.697 GWh.

Las terminales que realizaron este servicio fueron Cartagena, Huelva y Mugardos. La Planta de Huelva fue la que registró un mayor número de operaciones de este tipo.

	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos
GWh	0	10.419	8.877	0	0	3.401
Nº buques	0	14	16	0	0	12

	GWh	Nº buques
<b>Total</b>	<b>22.697</b>	<b>42</b>



## Notas de Operación

# 20

Publicaciones de Notas de Operación,  
con 3 declaraciones de "Ola de Frío"

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 de 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 MINETUR (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.

Su numeración, seguimiento y cierre están sistematizadas.

Se complementa con información relevante.

- 4 declaraciones de SOE tipo "0"
  - 3 por "Olas de Frío"
  - 1 por desvío de buques
- 9 por incidentes en el sistema de transporte/distribución, subsanadas en pocas horas
- 7 por otros motivos

---

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

## Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

**185.300.000** : (+24% vs. 149.800.000 en 2011)  
: Transacciones efectuadas  
: por el sector en el SL-ATR

El número de transacciones en el SL-ATR experimentó un incremento del 24% respecto al año 2011.

Los desarrollos más importantes de los sistemas de información del GTS, por impacto, son:

- **Impacto PD-01:**

- Renovación y mejora en el cálculo de **calidad de gas municipal**, pudiendo asociar varios cromatógrafos a una posición que, ponderadamente con sus volúmenes, participan en la calidad de gas asociada.
- **Verificador en la web del PCS** de facturas de gas natural emitidas por los distribuidores/comercializadores a los usuarios finales.

- **Disponibilidad del SL-ATR para recibir Repartos diarios en tiempo N+1**

- Reducción de un día en la disponibilidad de la información frente a los actuales Repartos N+2.
- Desglose por PCTD (373), lo que incrementa el nivel de detalle frente a las cinco zonas actuales.

- **Sistemas gráficos asociados al proceso de Programación en el Portal del SL-ATR:**

- Facilita diariamente extractos –modo gráfico y tabla– a todos los comercializadores sobre el estado de sus existencias y posición relativa según la normativa vigente, aunando resultados de los procesos de Repartos (días pasados) y de Programación (días presente y futuros). Existencias en tanques de GNL, en AOC y en almacenamientos subterráneos.

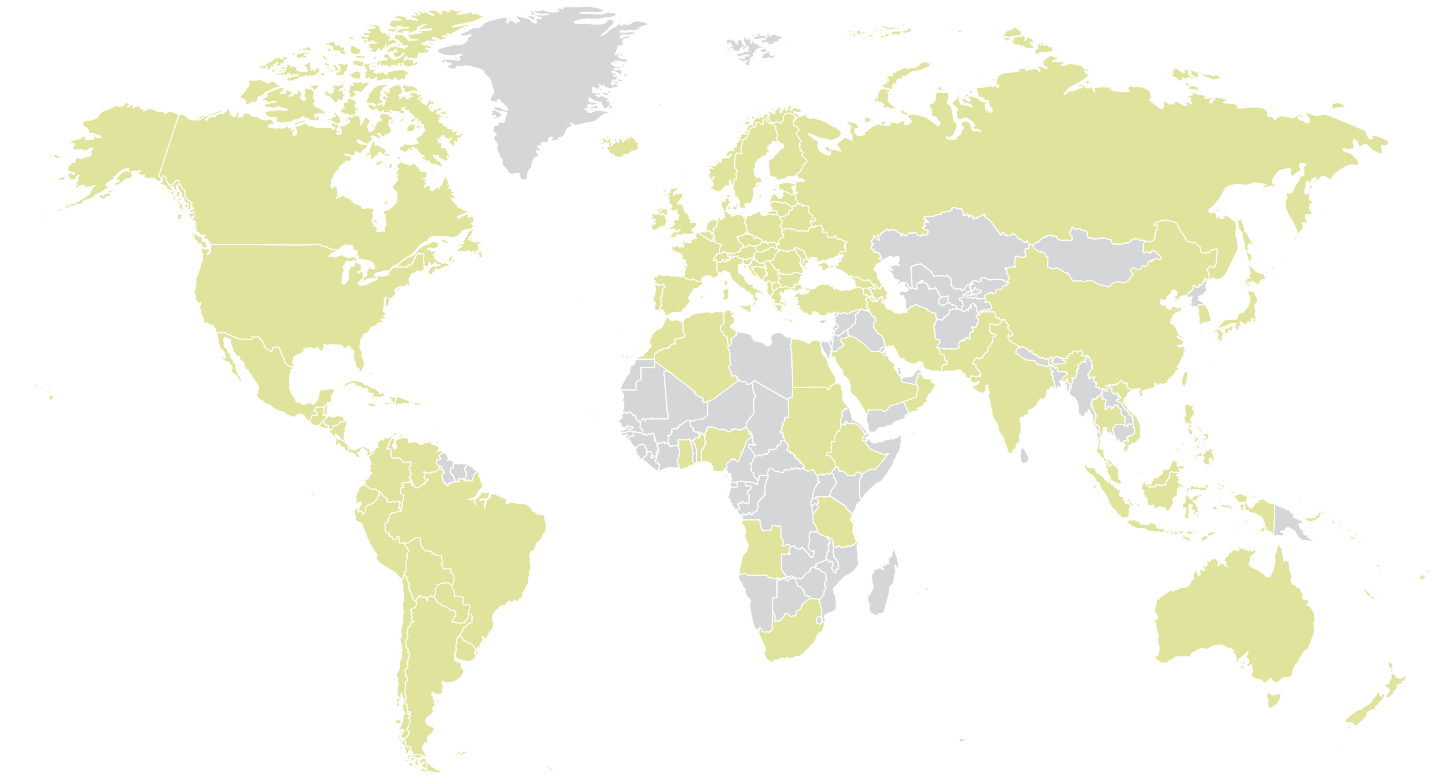
## Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

# 96.275

Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

# 16.426

Accesos al Portal del SL-ATR 2.0



■ Países que han visitado el apartado GTS de la web de Enagás

## Desglose de las visitas por contenidos

	Visitas	
Demanda horaria de gas natural	28.247	33%
Plan de operación mensual	9.459	11%
Otros	8.782	10%
Operación del Sistema Gasista	8.047	9%
Calidad de Gas	3.572	4%
Normas de Gestión Técnica del Sistema	3.053	4%
Flujo de Caudales Instantáneos	3.036	4%
Informes del Sistema Gasista	3.001	3%
Comité de Seguimiento del Sistema Gasista	2.880	3%
Estado Físico del Sistema	2.522	3%
Infraestructuras en Operación	1.893	2%
Acceso SL-ATR	1.875	2%
Capacidades de Conexiones España-Portugal	1.665	2%
Calidad de Gas por Municipio	1.326	2%
Seguimiento de Demanda Diaria	1.146	1%
Repartos y Balances	1.128	1%
Valores Mensuales de Calidad de Gas	1.009	1%
Plan Anual de Mantenimiento	966	1%
Normativa Control Metrológico	799	1%
Proceso de Planificación 2012-2020	760	1%
Seguimiento de Demanda Mensual	699	1%
<b>Total</b>	<b>85.865</b>	<b>100%</b>

## Evolución de la demanda convencional

278.008

(+6% vs. 263.056 en 2011)

GWh alcanzó la demanda convencional de gas natural, cifra que marca un récord histórico

## Seguimiento del gas transportado

	2012	
	GWh	% Δ 2011
Demanda mercado nacional	362.608	-2,8%
- Convencional nacional	278.008	5,7%
- Sector eléctrico	84.600	-23,0%
Salidas conexiones internacionales	8.578	-22,9%
Salidas Valle Guadalquivir	0	
Carga buques	22.697	180,5%
Gas de operación + gas talón	2.991	113,2%
Transporte actividad regulada	396.874	0,8%
Salidas GME tránsito a Portugal REN	22.162	1,5%
<b>Total salidas</b>	<b>419.037</b>	<b>0,9%</b>
Demanda nacional máxima diaria	1.643	09-feb-2012
- Convencional nacional	1.224	
- Sector eléctrico	419	utilización
nº CTCC's	67	35%
<b>► Récord de demanda nacional</b>	<b>1.249</b>	<b>03-feb-2012</b>

Supera el récord alcanzado el día anterior, de 1.208 GWh, y supone un incremento del 6% con respecto al del invierno pasado, de 1.179 GWh, registrado el 24 de enero de 2011.

## Desarrollos legislativos

6

Modificaciones legislativas de las NGTS

10

Protocolos de Detalle nuevos o revisados

2012		
<b>RES. 29/03/12</b>		
Modif. NGTS-02	Modif. PD-01	Aprobación PD-12
<b>RES. 29/03/12</b>		
Modif. NGTS-03	Modif. PD-07	Aprobación PD-13
<b>RES. 30/04/12</b>		
Modif. PD-10	Aprobación PD-14	
<b>RES. 17/09/12</b>		
Modif. NGTS-01 y NGTS-04	Modif. PD-11	Aprobación PD-15
<b>RES. 05/12/12</b>		
Modif. NGTS-02	Modif. PD-12	Aprobación PD-16
<b>IET/2812/2012</b>		
Modif. NGTS-03, apartado 3.6.1		

- Normas GTS-Modificación
- Protocolos de Detalle-Modificación
- Protocolos de Detalle-Original

## Asignación de AASS 2012-2013

**28.894** : GWh récord histórico de capacidad contratada en los AASS

El año 2012 supuso un incremento en la capacidad de almacenamiento disponible en el Sistema Gasista español, debido a las incorporaciones de Marismas y Yela, pasando de 28.070 GWh en 2011 a 28.956 GWh en 2012.

Se mantuvo la gestión y contratación unificada de todos los almacenamientos subterráneos del Sistema Gasista, a cargo de Enagás GTS.

Durante 2012, el total de capacidad de almacenamiento contratada alcanzó su récord histórico, con 28.894 GWh, lo que supone una capacidad equivalente a la demanda de gas del Sistema durante 27 días, considerando la demanda diaria media del año 2011.

### Fases del proceso



**Finalmente quedaron 62 GWh disponibles**





ELEMENTAL  
CHLORINE  
**FREE**  
GUARANTEED



Edición

**Enagás, S.A.**

**Dirección de Comunicación y Relaciones Institucionales**

Diseño y maquetación

**Addicta**

Impresión

**Addicta**

Impreso en papel ecológico libre de cloro





**Enagás GTS**

Paseo de los Olmos, 19 • 28005 Madrid

Tel.: (+34) 91 709 92 00

[gts@enagas.es](mailto:gts@enagas.es) • [www.enagas.es](http://www.enagas.es)

Síguenos  