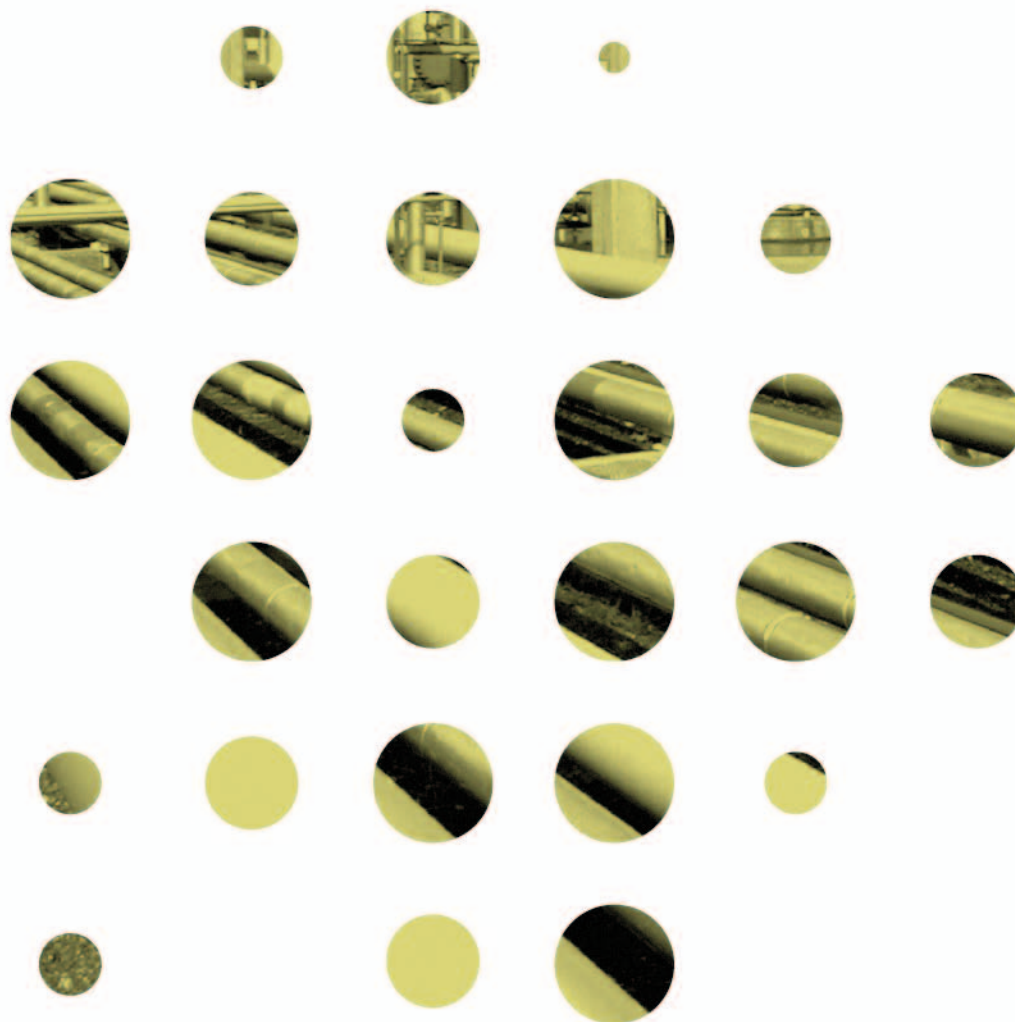




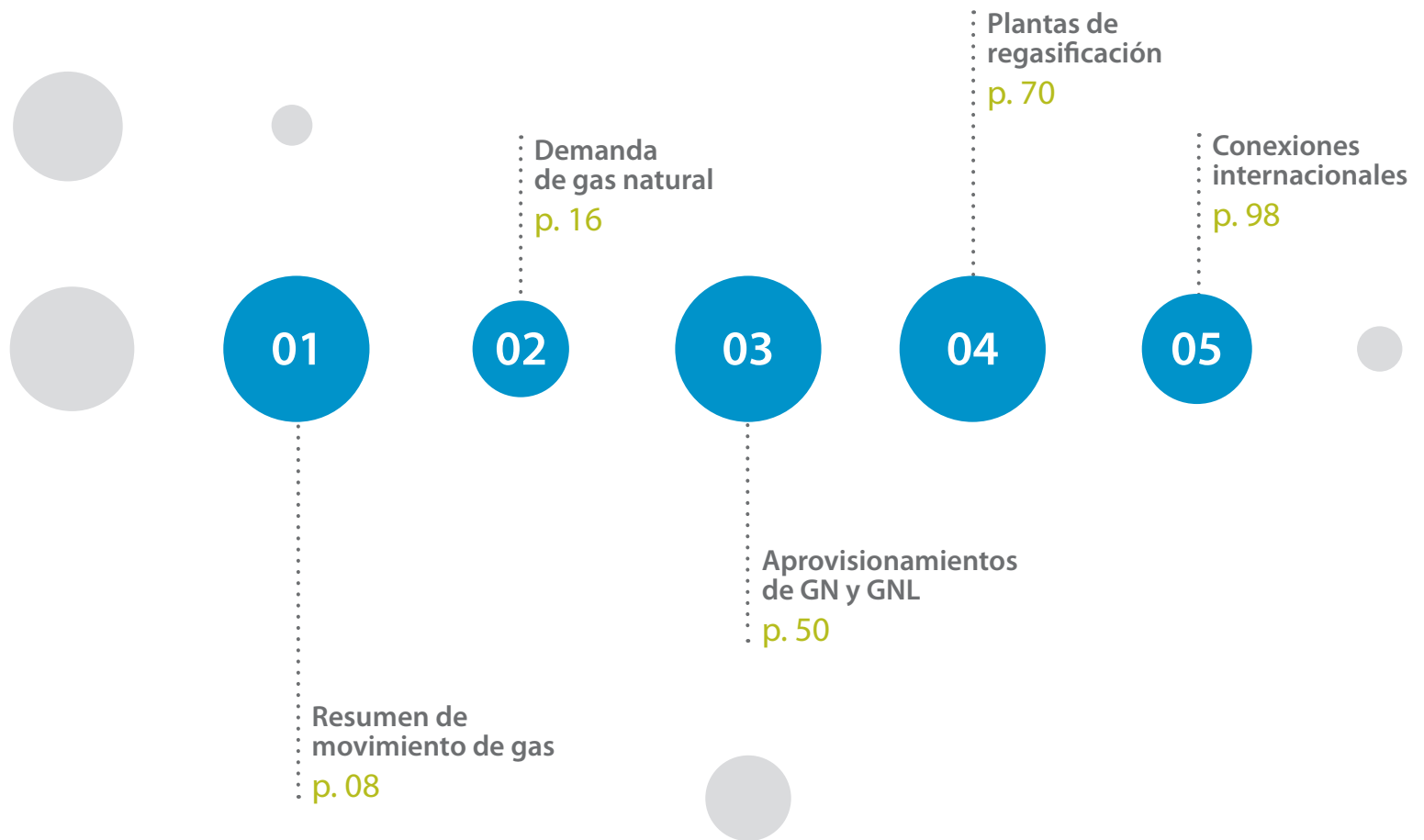


Los datos relativos a 2013 contenidos en este informe podrían experimentar pequeñas variaciones tras el cierre contable del año.



El Sistema Gasista Español Informe 2013





índice

06

Almacenamientos
subterráneos
p. 110

07

Transporte de gas
p. 120

08

Desarrollo
legislativo
p. 138

09

Marcadores
p. 158

54%

Aprovisionamientos
en forma de GN.
Mayor porcentaje
desde hace 14 años.
Cambio de tendencia

166.470.000

Transacciones efectuadas
por el sector en el SL-ATR

50

(+19% vs. 2012)

Récord histórico de buques
cargados de GNL en plantas
de regasificación con destino
mercados internacionales y
enfriamiento de tanques

66.959

(+34% vs. 49.804 en 2012)

Transacciones en el
mercado secundario de
gas, por un volumen
de 398 TWh, equivalente
al 106% de la demanda

632

(+19% vs. 531 en 2012)

Asistentes al Comité
de Seguimiento del
Sistema Gasista. Máximo
histórico anual

8 modificaciones
legislativas de las NGTS
y Protocolos de Detalle

7 Publicaciones de
Notas de Operación
por el GTS, con tres
declaraciones de
"Ola de Frío"

333

TWh de demanda gasista nacional

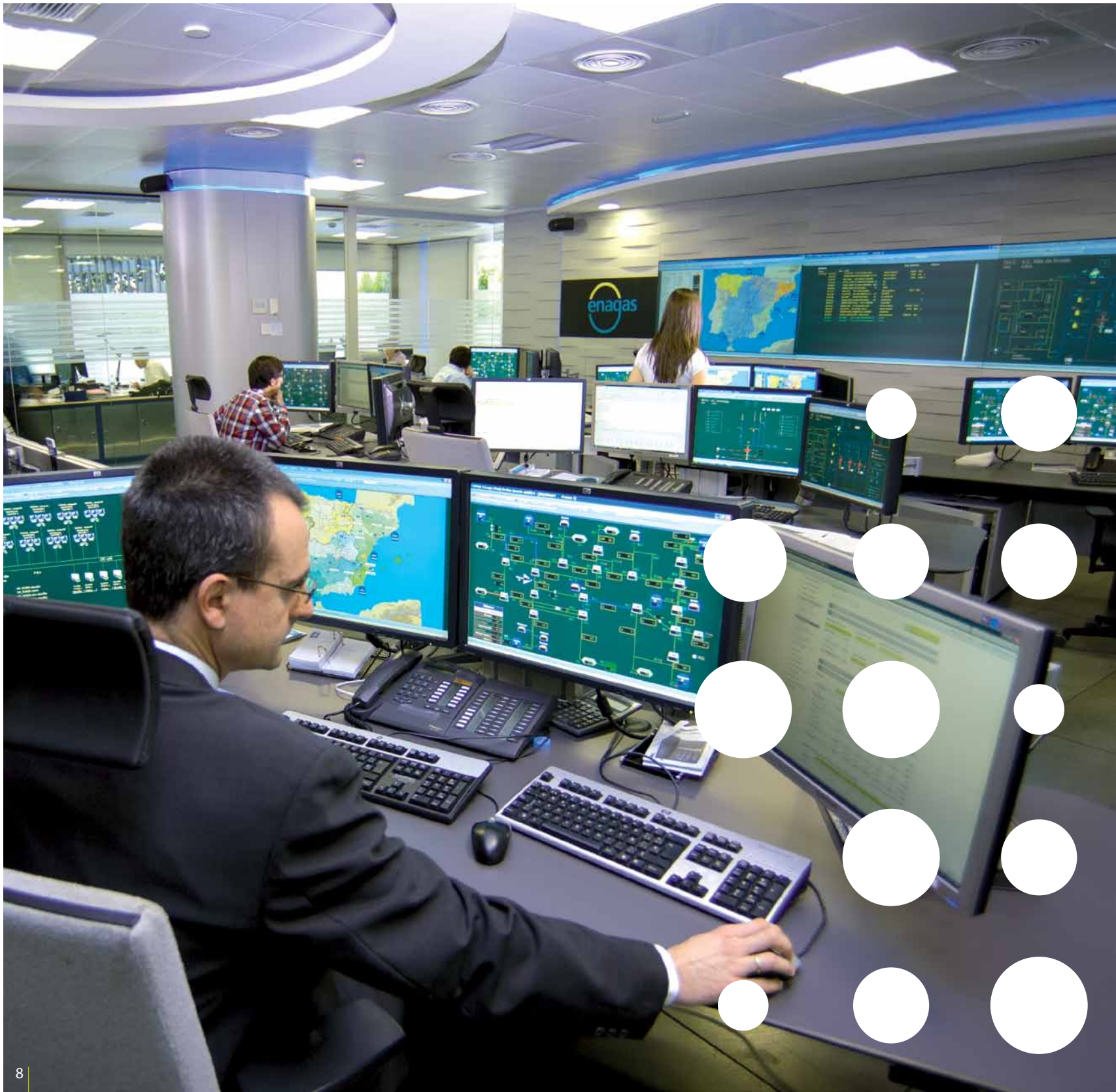
277 TWh de demanda
convencional
57 TWh de entregas para
generación eléctrica

125.779 Visitas al apartado
GTS de la web de
Enagás. Máximo
histórico anual

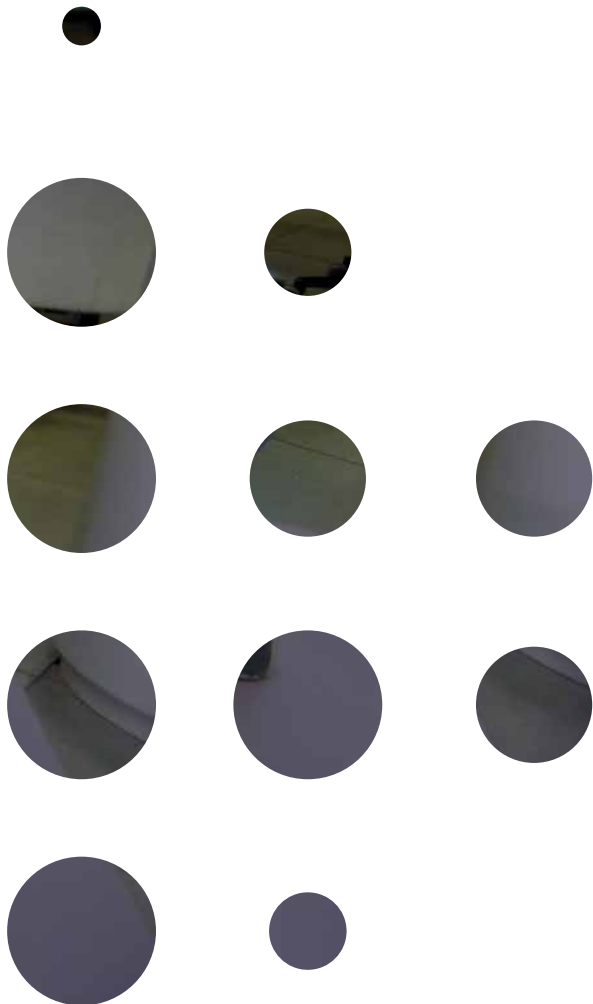
74.274 Accesos al Portal
del SL-ATR 2.0

Cisternas cargadas a
partir del 23 de enero
de 2013. El 100% con
pedido previo

36.454



Resumen de movimiento de gas



01

En este informe se presentan los principales datos estadísticos de la evolución del Sistema Gasista español durante 2013.

- La demanda nacional de gas natural alcanzó los 333.421 GWh, lo que supuso una disminución del 8% respecto al ejercicio anterior. Este descenso estuvo motivado, principalmente, por el menor consumo de gas de las centrales de generación eléctrica, que se redujo un 33% respecto a 2012.
- La demanda convencional de gas natural, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, fue de 276.608 GWh, finalizando el ejercicio 2013 con un ligero decrecimiento del 0,5% respecto a 2012. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso de este mercado se habría situado en el 1%.
- Los principales factores que motivaron la disminución de consumo del sector convencional fueron el descenso de las entregas de gas a plantas satélite (que se localizaron principalmente en las actividades de cogeneración y suministro a plantas termosolares) y la bajada de la demanda industrial.
- Las entregas de gas natural para generación de electricidad disminuyeron notablemente por la simultaneidad de varios factores: el destacado incremento de la generación hidráulica, el aumento de la energía eólica, el descenso de la demanda de energía

eléctrica, la ventaja competitiva del carbón frente al gas natural y la elasticidad de la demanda de gas a los mercados internacionales de GNL.

- El máximo de demanda nacional del año se produjo el día 12 de diciembre con 1.441 GWh/día. El mayor registro de demanda convencional, 1.154 GWh/día, se alcanzó el 26 de febrero, y el máximo de entregas de gas para generación eléctrica, 362 GWh/día, el 12 de diciembre.
- Al igual que en años anteriores, las comunidades autónomas con mayores consumos fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana.
- Los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 376.168 GWh, lo que supuso un descenso del 5% respecto a 2012.
- Como en años anteriores, se mantuvo un alto grado de diversificación en el Sistema Gasista español y se importó gas natural procedente de once países.
- Argelia se consolidó como principal proveedor del suministro gasista. Su aportación se incrementó hasta alcanzar el 51% del suministro total, seguida de Francia, con el 12%, y de Qatar, con el 11%.
- En 2013 se produjo un cambio de tendencia en la distribución de los aprovisionamientos. Por primera vez desde el año 2000, la cuota aportada por el gas natural (GN) superó a la del gas natural licuado (GNL): el 54% de las entradas se recibieron en forma de GN y el 46% restante en forma de GNL.
- En el cómputo anual, las entradas al Sistema en forma de GN acumularon 202 TWh, lo que supuso un crecimiento del 28% con respecto al año

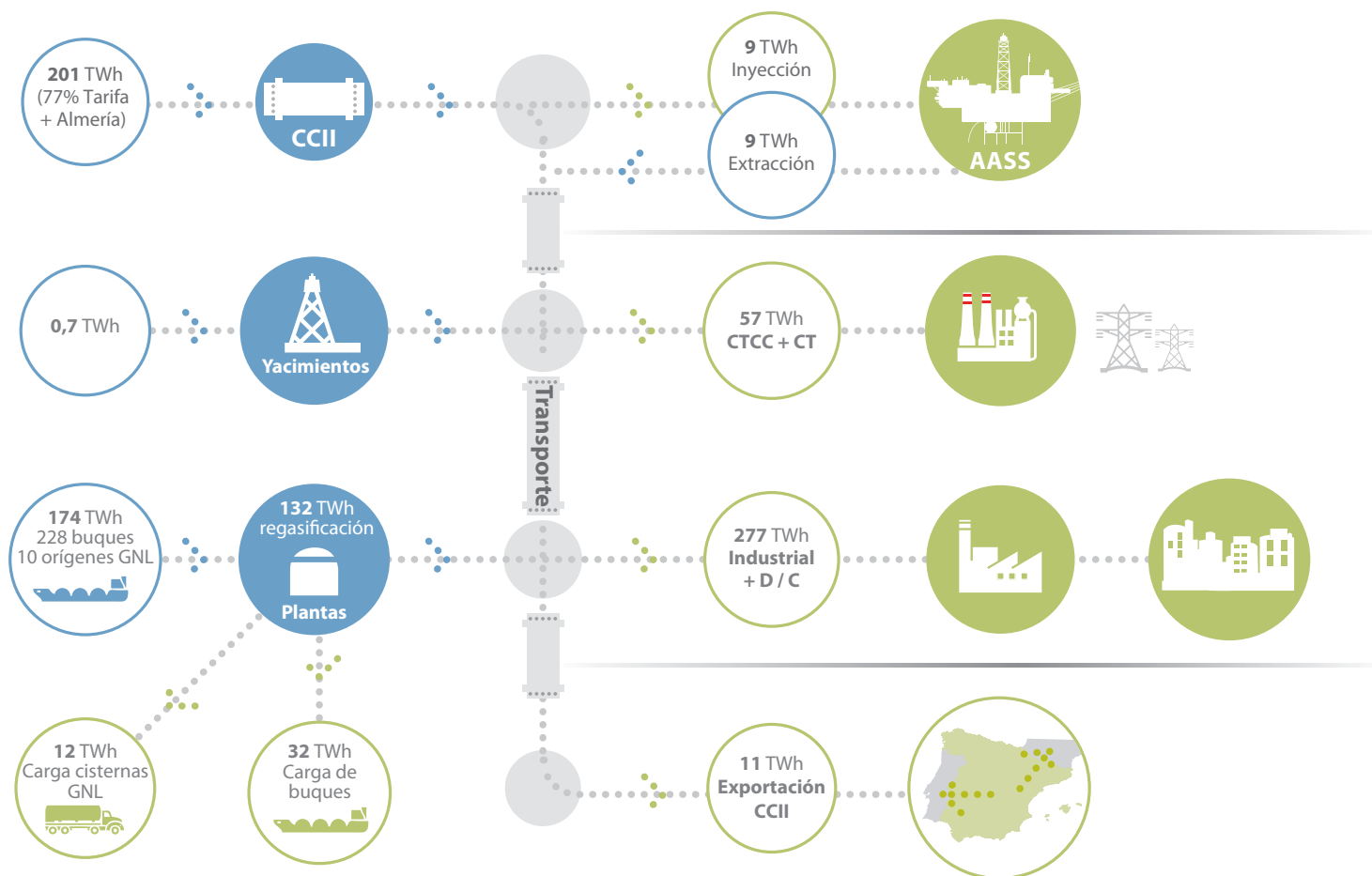
anterior. Destacó el significativo incremento de las importaciones por la Conexión Internacional de Almería, que acumularon 70 TWh, un 81% más que en 2012.

- Las descargas en las plantas de regasificación del Sistema alcanzaron los 174 TWh, descendiendo un 27% frente a las realizadas en el ejercicio anterior.
- Se descargaron 228 buques, 63 menos que en 2012, principalmente por el incremento del GN. El descenso en las entradas se manifestó en la totalidad de las plantas del Sistema.
- Las plantas de regasificación recibieron gas procedente de al menos cinco países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad de suministro del Sistema. Las terminales que acumularon un mayor número de descargas fueron Huelva y Barcelona, seguidas de Sagunto.
- En el año 2013 destacó el importante incremento de las operaciones de recarga de GNL en buques metaneros. En el cómputo anual, las 50 operaciones realizadas acumularon un total de 31,8 TWh.
- La Planta de Sagunto registró el máximo anual de volumen cargado en una terminal del Sistema. Además, la Planta de Huelva alcanzó su máximo histórico desde que se iniciaran este tipo de operaciones en 1997.
- Durante el año 2013, la capacidad total de almacenamiento subterráneo se incrementó en 2.028 GWh, como consecuencia de la incorporación de los nuevos almacenamientos subterráneos.
- La capacidad total de gas útil se incrementó hasta 29.141 GWh por la ampliación de 185 GWh del Almacenamiento Marismas, que pasó de 550 GWh a 735 GWh.
- La campaña de inyección en los almacenamientos subterráneos acumuló 9.235 GWh, lo que supuso un descenso del 29% respecto al ejercicio anterior.
- La extracción acumulada en los almacenamientos fue de 9.203 TWh, un 19% menos que en 2012.
- A lo largo de 2013 se incorporaron varias infraestructuras de transporte de gas que contribuyeron significativamente a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español. Cabe destacar la entrada en operación de:
 - El Gasoducto Zarza de Tajo-Yela, en diciembre de 2013, que contribuye al cumplimiento de los compromisos internacionales asociados con la interconexión de Larrau y mejora la integración entre los sistemas gasistas español y francés.
 - El Gasoducto Planta Bilbao-Treto, en diciembre de 2013, que posibilita la conexión de la zona de País Vasco con Cantabria e incrementa el mallado de la red.
- En 2013, Enagás GTS, S.A.U. fue sometido, voluntariamente y por tercer año consecutivo, a revisión externa de su sistema de control de procesos en el ámbito de la Gestión de la Capacidad y Análisis de Viabilidades del Sistema y Seguridad del Suministro en el Sistema para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2012.

- Esta revisión se efectuó conforme al estándar *"Statement on Standards for Attestation Engagements (SSAE) No. 16"*. Puso de manifiesto que, con carácter general, y excepto por aspectos puntuales motivados por el proceso de evolución tecnológica, el entorno de control asociado a los procesos analizados presentó un funcionamiento adecuado que garantizó el cumplimiento de los objetivos de control definidos para ese periodo.



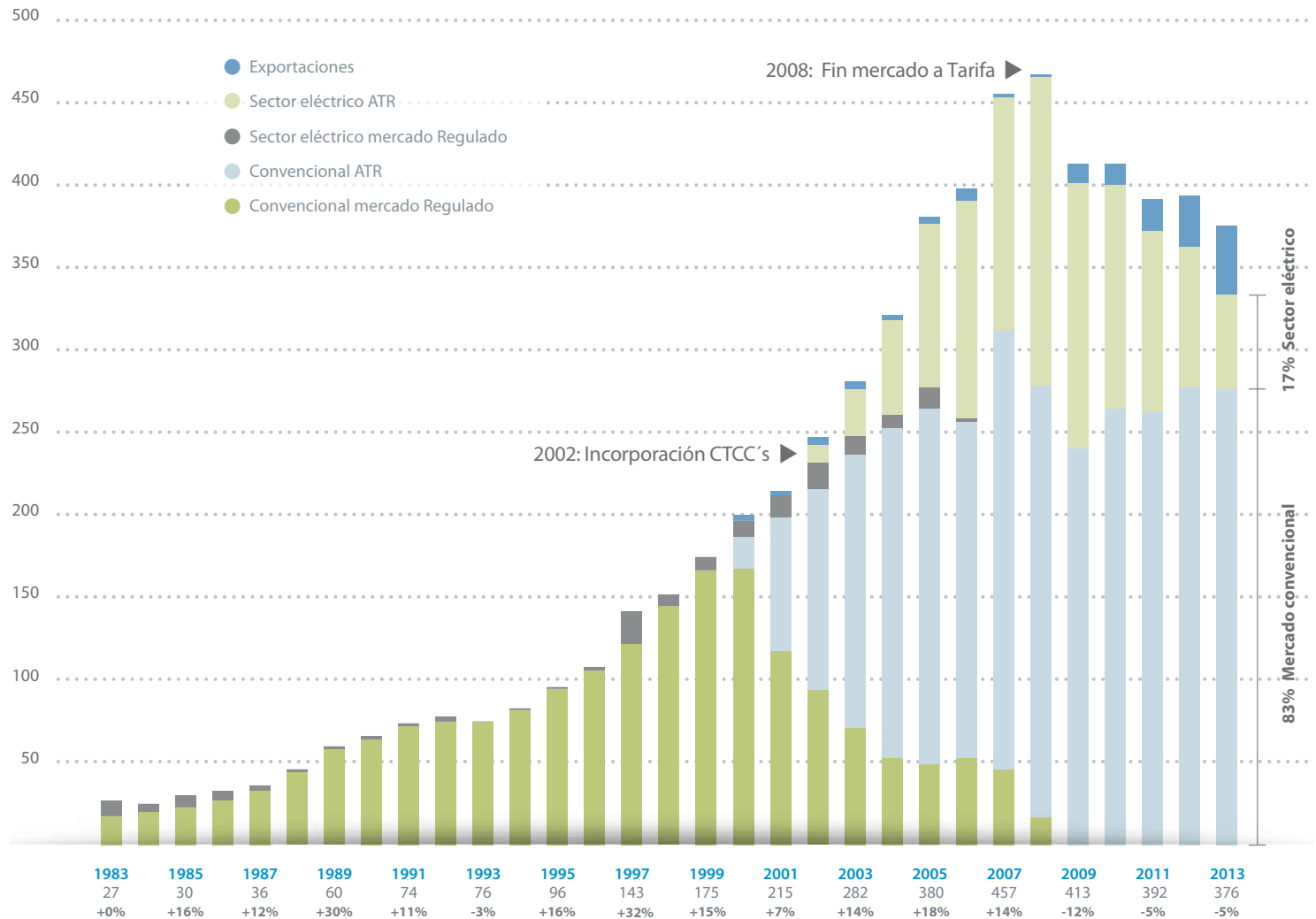
Cadena de valor del Sistema Gasista español en 2013



No se incluye el gas del GME en tránsito hacia Portugal

Evolución de las entregas de gas

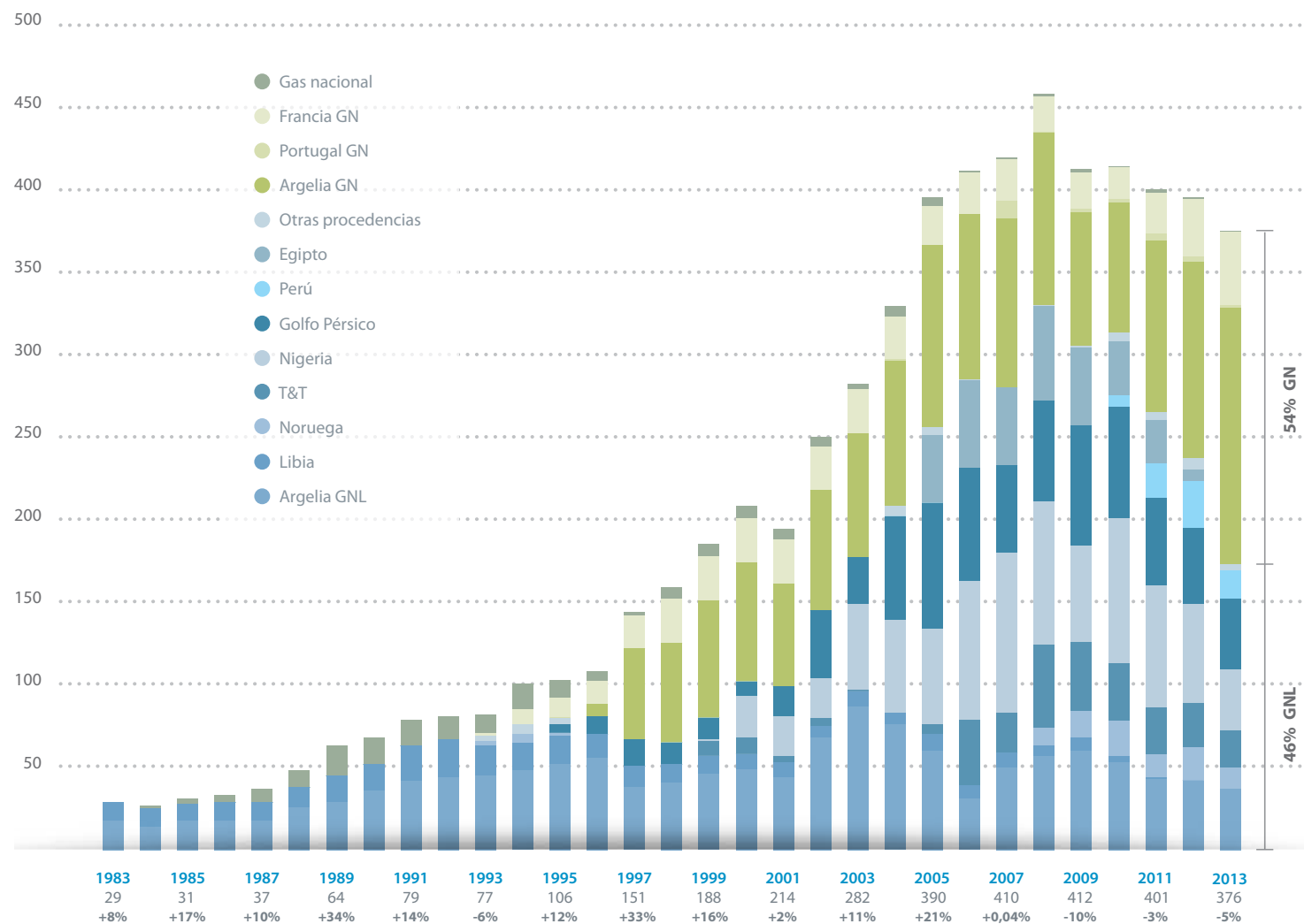
(TWh/año)



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

Evolución de los aprovisionamientos

(TWh/año)





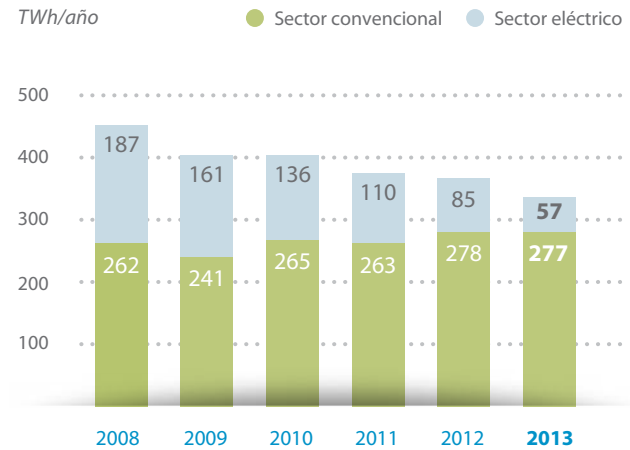
Demanda de gas natural



02

En el año 2013 la demanda gasista nacional alcanzó los 333.421 GWh, lo que supuso un decrecimiento del 8% con respecto al año anterior.

El mercado convencional, que engloba al sector industrial (incluido el consumo de gas ligado a la cogeneración) y al sector doméstico y comercial, finalizó el ejercicio 2013 con un ligero decrecimiento del 0,5% respecto a 2012. Por su parte, las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales bicomcombustibles descendieron un 33%.



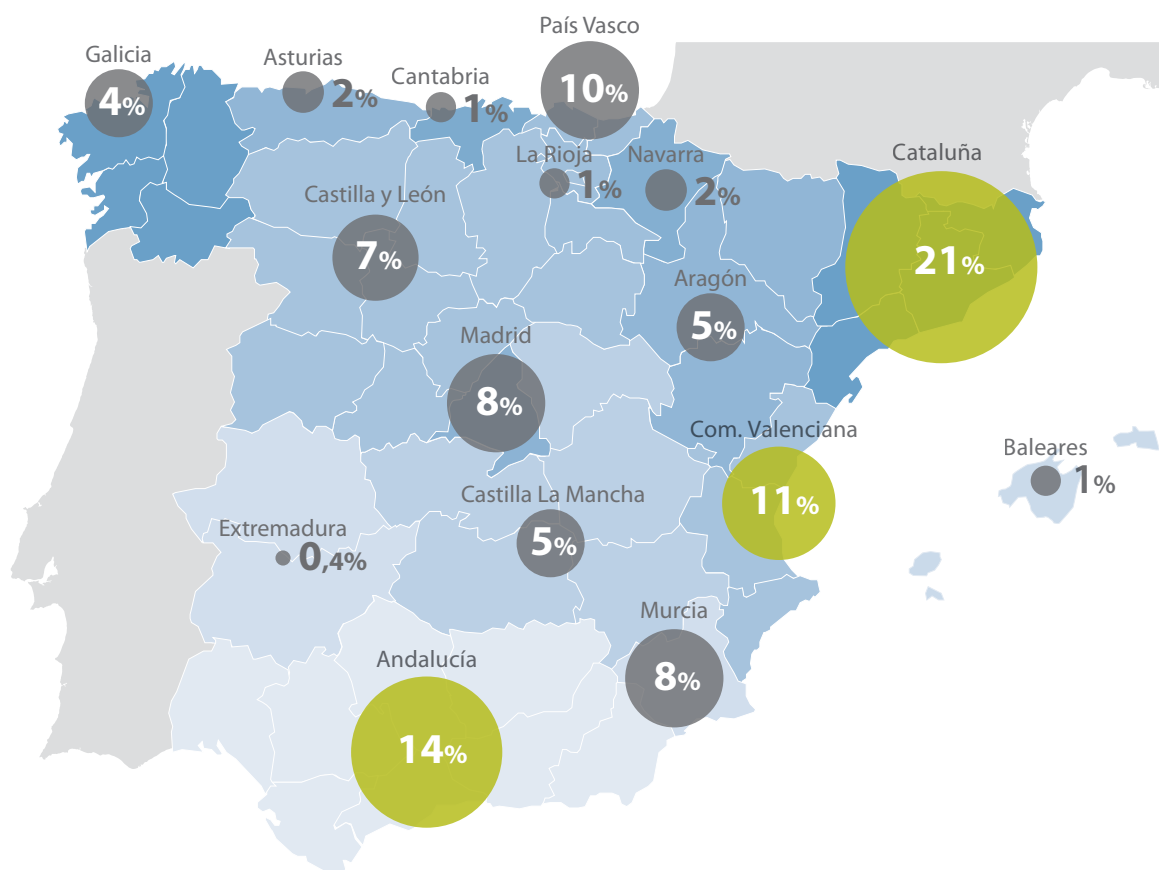
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	
GWh	real	real	real	real	real	cierre	% s/año 2012
Mercado NACIONAL	449.389	401.855	400.700	372.976	362.638	333.421	-8%
- Convencional nacional	261.921	241.062	265.083	263.056	278.025	276.608	-0,5%
- Sector eléctrico	187.468	160.793	135.617	109.920	84.613	56.813	-33%
Salidas Conexiones Internacionales	2.145	11.564	12.576	11.130	8.578	10.607	+24%
Salidas Valle Guadalquivir	1.441	1.495	806			1	
Carga buques*			77	8.091	22.697	31.802	+40%
Gas de operación + gas talón	1.665	1.237	1.856	1.403	2.991	1.997	-33%
Transporte actividad regulada	454.641	416.151	416.015	393.601	396.904	377.828	-5%
Salidas GME tránsito a Portugal REN	28.318	21.934	22.365	21.825	22.162	23.270	+5%
TOTAL SALIDAS	482.958	438.084	438.380	415.426	419.067	401.098	-4%

*Incluye puestas en frío.

Demanda total por comunidades autónomas

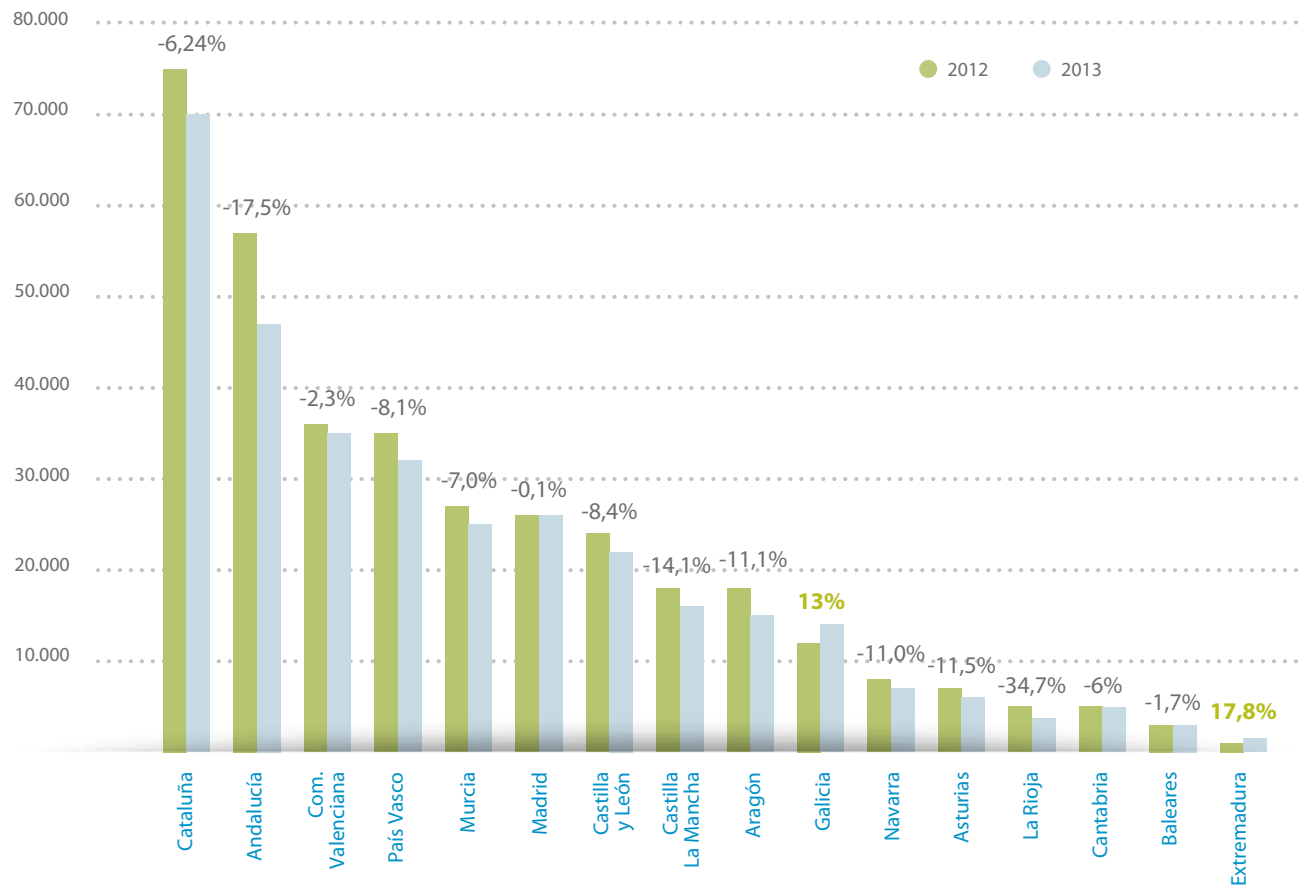
Durante el año 2013, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana.

Distribución demanda nacional



Evolución del mercado nacional de gas por CCAA

GWh/año

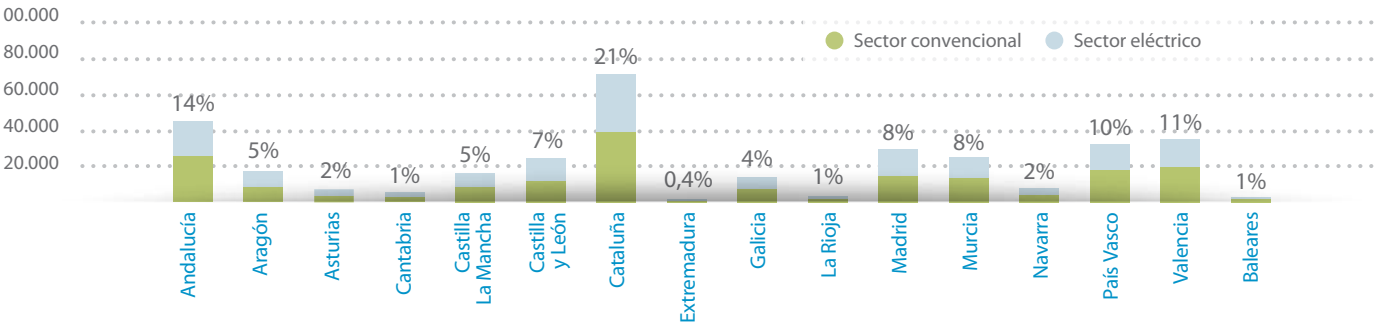


Las comunidades autónomas que vieron incrementado su consumo de gas en el año 2013 con respecto al año 2012 fueron Galicia y Extremadura.

Demanda por CCAA

GWh		2012	2013	Δ 2013 vs 2012			2012	2013	Δ 2013 vs 2012
Andalucía	Convencional	36.407	34.575		Galicia	Convencional	9.645	11.516	
	CTCC+CT	20.648	12.475			CTCC+CT	2.841	2.590	
	Total	57.055	47.051	-17,5%		Total	12.487	14.106	+13,0%
Aragón	Convencional	15.733	15.602		La Rioja	Convencional	2.926	2.875	
	CTCC+CT	2.270	396			CTCC+CT	2.741	826	
	Total	18.003	15.998	-11,1%		Total	5.668	3.701	-34,7%
Asturias	Convencional	5.566	5.724		Madrid	Convencional	26.586	26.562	
	CTCC+CT	1.661	674			CTCC+CT	0	0	
	Total	7.228	6.398	-11,5%		Total	26.586	26.562	-0,1%
Cantabria	Convencional	5.307	4.998		Murcia	Convencional	20.595	20.268	
	CTCC+CT	0	0			CTCC+CT	6.514	4.945	
	Total	5.307	4.998	-5,8%		Total	27.109	25.214	-7,0%
Castilla la Mancha	Convencional	12.621	13.318		Navarra	Convencional	6.420	6.505	
	CTCC+CT	6.121	2.790			CTCC+CT	1.798	811	
	Total	18.742	16.108	-14,1%		Total	8.218	7.316	-11,0%
Castilla y León	Convencional	24.343	22.305		País Vasco	Convencional	26.317	25.522	
	CTCC+CT	0	0			CTCC+CT	8.830	6.782	
	Total	24.343	22.305	-8,4%		Total	35.147	32.304	-8,1%
Cataluña	Convencional	56.967	57.216		Valencia	Convencional	26.694	27.450	
	CTCC+CT	18.369	13.417			CTCC+CT	9.955	8.348	
	Total	75.335	70.633	-6,2%		Total	36.649	35.797	-2,3%
Extremadura	Convencional	1.267	1.493		Balears	Convencional	631	680	
	CTCC+CT	0	0			CTCC+CT	2.865	2.757	
	Total	1.267	1.493	+17,8%		Total	3.496	3.437	-1,7%
TOTAL		Convencional	278.025	276.608					
		CTCC+CT	84.613	56.813					
		Total	362.638	333.421					-8,1%

Reparto porcentual anual de la demanda por CCAA



Máximos de demanda

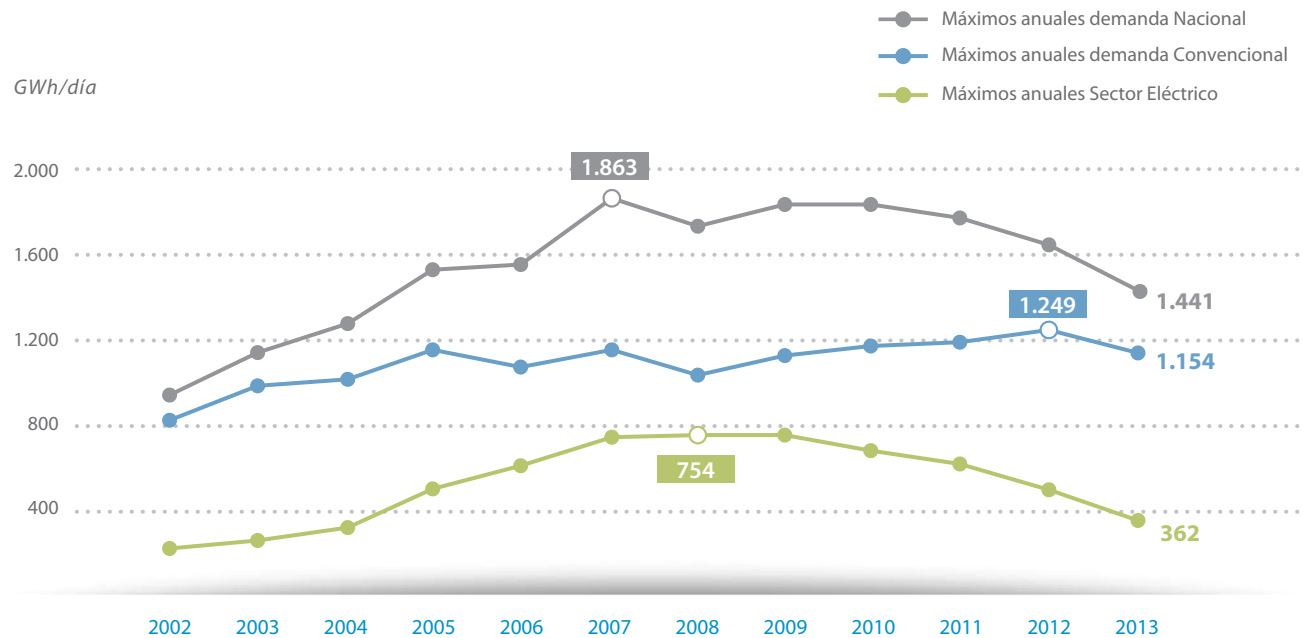
En el año 2013 no se registró ningún récord en la demanda nacional, ni en sus principales segmentos de mercado convencional y eléctrico.

Los máximos anuales que se alcanzaron fueron:

- Demanda nacional total, 1.441 GWh/día. Se registró el 12 de diciembre de 2013 y estuvo motivado,

principalmente, por un elevado consumo de los ciclos combinados debido a una baja generación eólica y a la indisponibilidad de dos centrales nucleares.

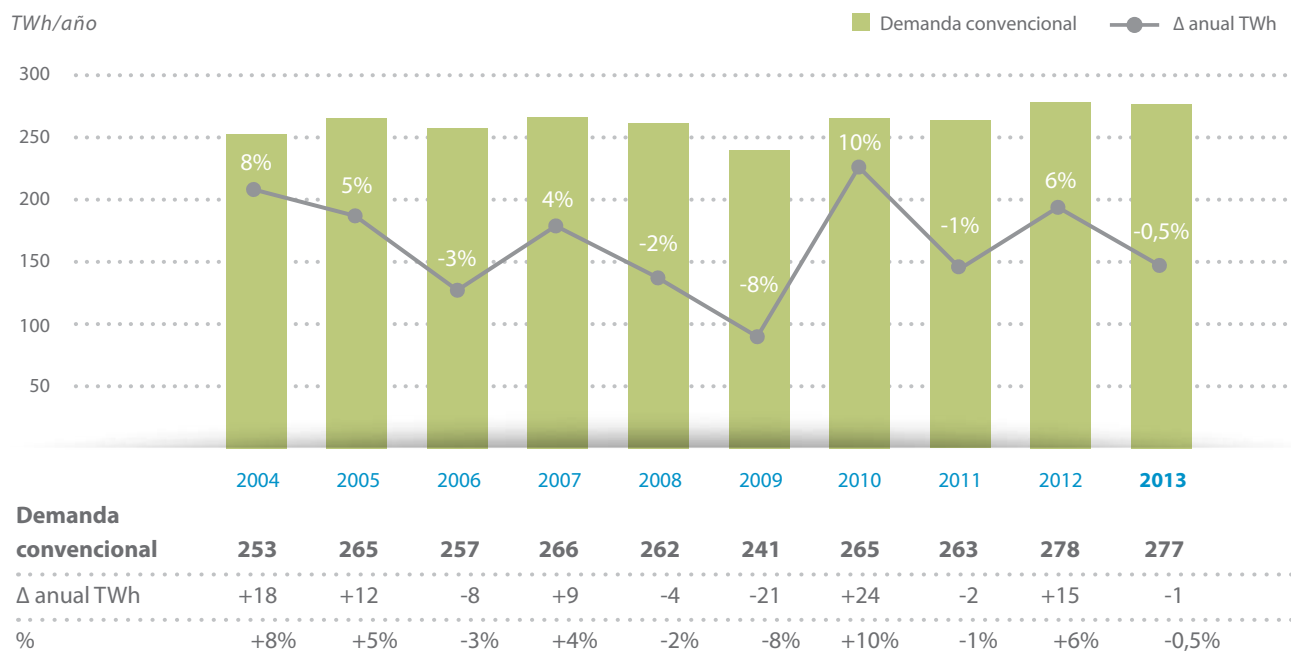
- Demanda convencional, 1.154 GWh/día. Se registró el 26 de febrero de 2013.
- Demanda sector eléctrico, 362 GWh/día. Se registró el 12 de diciembre de 2013.



Demanda convencional

En el ejercicio 2013, el sector convencional de la demanda de gas natural alcanzó los 276.608 GWh, lo que supuso un ligero descenso del 0,5%.

Demanda convencional



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

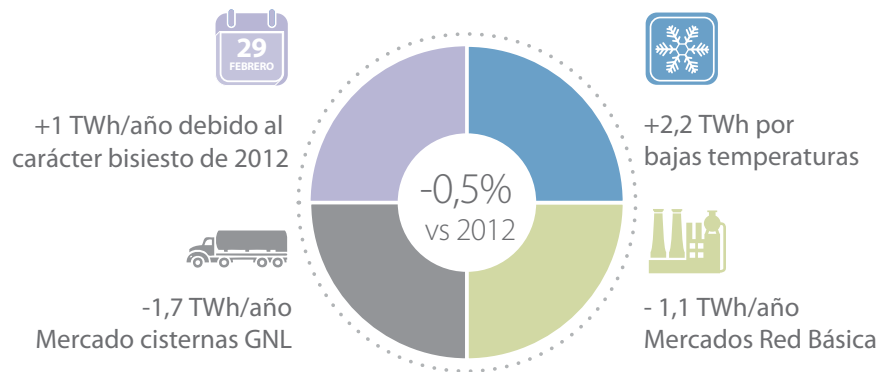
- El descenso de las entregas de gas a plantas satélite, principalmente localizado en las actividades de cogeneración y suministro a plantas termosolares.
- El descenso de la demanda industrial de la Red Básica de Gasoductos.

Este descenso de la demanda convencional estuvo enmarcado en un entorno económico en el cual el PIB

generado por la economía española registró una tasa de variación de -1,2% en términos interanuales.

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso de la demanda convencional se situaría en un 1%.

- El año 2013 en su conjunto ha sido un año más frío que 2012, lo que ha impactado en la demanda de gas en +2,2 TWh/año por temperaturas.
- La laboralidad de este año estuvo influenciada, principalmente, por el efecto bisiestro del año 2012, pues el efecto del resto de festividades, en conjunto, es similar al del año anterior.

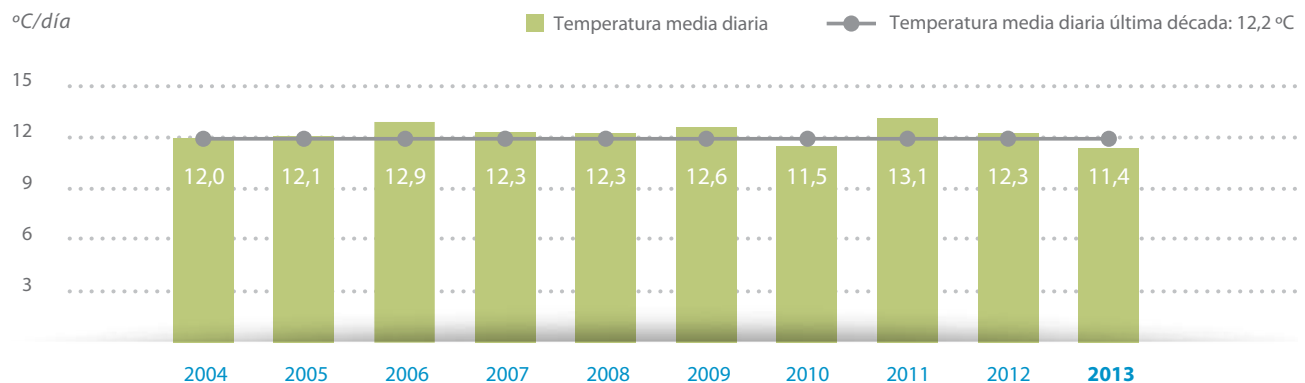


Valoración de temperaturas

La influencia que las temperaturas tienen sobre la demanda convencional queda reflejada fundamentalmente en los meses invernales, debido al consumo de los aparatos de calefacción de ámbito doméstico y/o comercial.

Comparando la temperatura media diaria registrada en el periodo invernal de los últimos diez años se observa que el año 2013 (9,1 °C/día) fue prácticamente igual que 2012 (9,0 °C/día), y ambas temperaturas se situaron en la media diaria de los últimos años.

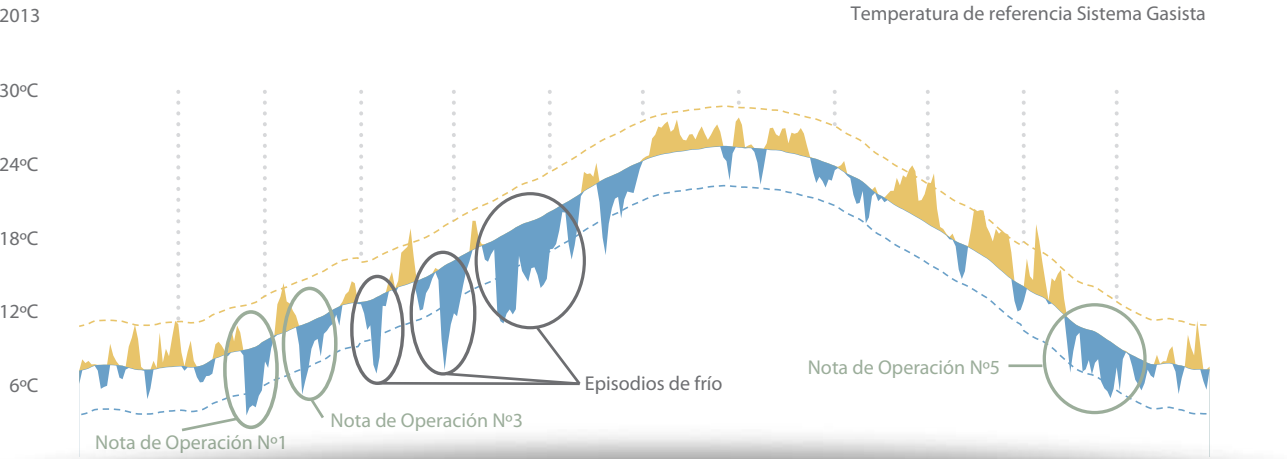
En cambio, si además del periodo invernal se tienen en cuenta los meses de abril, mayo y junio, la temperatura media diaria en 2013 fue la más baja de los últimos diez años.



Meses considerados: enero, febrero, marzo, abril, mayo, junio, noviembre y diciembre

A continuación se muestra la evolución de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2013. Esta curva de temperaturas se construye como combinación de los observatorios meteorológicos más próximos a los principales núcleos de consumo residencial de gas natural.

- En los meses invernales de 2013 se han declarado tres “Olas de Frío” (Notas de Operación nº 1, nº 3 y nº 5), acumulando una demanda extraordinaria de 4 TWh.
- En los meses no invernales pueden apreciarse varios episodios de bajas temperaturas, en los cuales se han registrado incrementos de demanda de gas, que ascendieron a 2,2 TWh.



Valoración frío/calor	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	2013
Σ°C por exceso	27°C	18°C	21°C	18°C	5°C	6°C	37°C	25°C	29°C	52°C	30°C	15°C	283°C
Σ°C por defecto	-12°C	-34°C	-35°C	-58°C	-108°C	-62°C	-5°C	-16°C	-13°C	-13°C	-47°C	-23°C	-427°C
Variación	15 °C	-16°C	-14°C	-40°C	-103°C	-56°C	32 °C	9 °C	16 °C	39 °C	-18°C	-8°C	-145°C

Fuente: AEMET

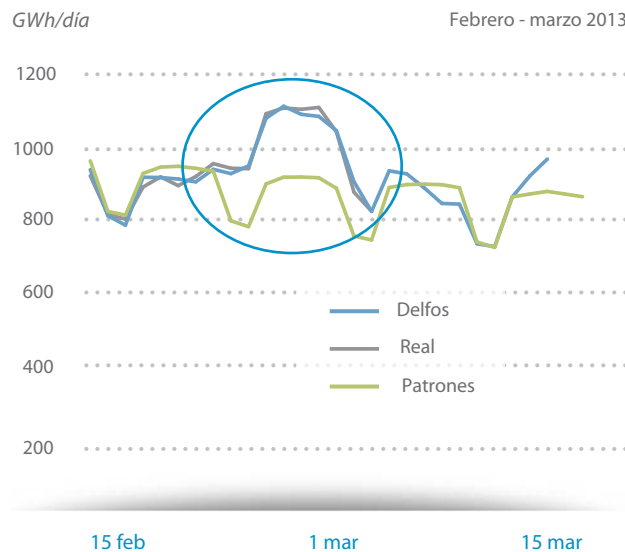
Notas de operación

En función de la Regla 2ª contemplada en el Plan de Actuación Invernal del Sistema Gasista, en 2013 se declararon tres Notas de Operación relativas a bajas temperaturas.

Nota Nº 1: “Ola de Frío”

Esta Nota de Operación se publicó el 23 de febrero, como consecuencia de las bajas temperaturas, y se prolongó hasta el 3 de marzo.

El incremento extraordinario de demanda de gas respecto a los valores previstos en condiciones normales de temperatura durante este periodo acumuló 1.388 GWh.



Nota Nº 3: “Ola de Frío”

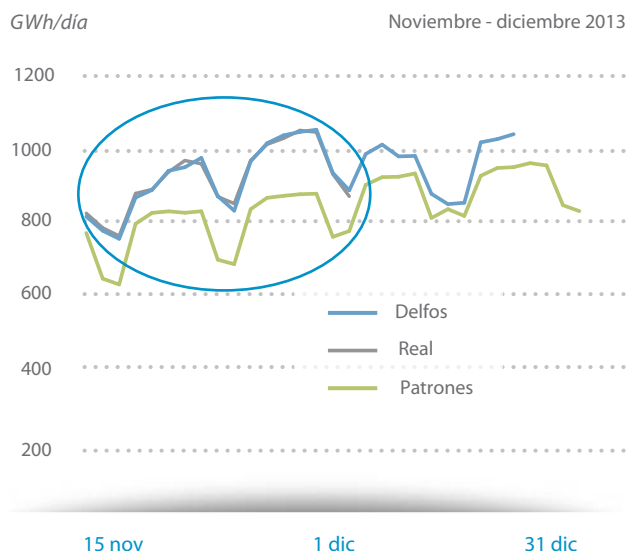
Esta “Ola de Frío” se declaró el 11 de marzo en la Nota de Operación nº 3 y fue de corta duración. El incremento extraordinario de demanda de gas frente a los valores previstos en condiciones normales de temperatura supuso entre el 12 y 19 de marzo casi 800 GWh.



Nota N° 5: "Ola de Frío"

Declarada a finales de año, entre los días 20 de noviembre y 2 de diciembre.

El incremento extraordinario de demanda de gas respecto a los valores previstos en condiciones normales de temperatura, entre el 20 de noviembre y el 2 de diciembre, acumuló 1.835 GWh.



Mercado de cisternas de GNL

El mercado de camiones cisterna de GNL en España representó en el año 2013 el 4% del total de la demanda convencional.

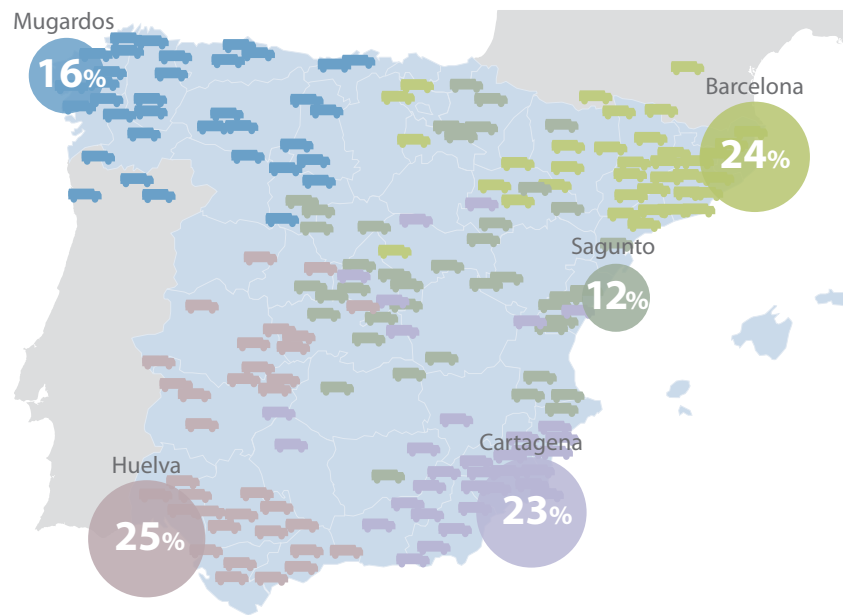
Las plantas satélite de GNL se repartieron a lo largo de toda la geografía española (tanto Península como Baleares). Suministraron, además, a otros países como Francia, Italia y Portugal.

En cuanto a los sectores de actividad industrial que se abastecieron mediante camiones cisternas, destacaron la cogeneración, el sector doméstico/comercial, la industria agroalimentaria/azucarera, la metalurgia y las centrales termosolares. También, se suministró a otros sectores como la industrial textil, papelera, refino de petróleo...

Principales marcadores

El mercado de cisternas de GNL registró en 2013 un descenso del 13% respecto al año anterior. La cantidad de energía gestionada fue de 11.875 GWh/año.

Durante el ejercicio 2013 se cargaron un total de 39.238 cisternas que recorrieron 8.574.422 km por carretera, equivalentes a 214 vueltas al mundo.



Mercado cisternas	11.875 GWh/año
Cisternas cargadas	39.238
Km recorridos	8.574.422
214 vueltas al mundo por año	

Principales magnitudes del mercado de cisternas de GNL en 2013

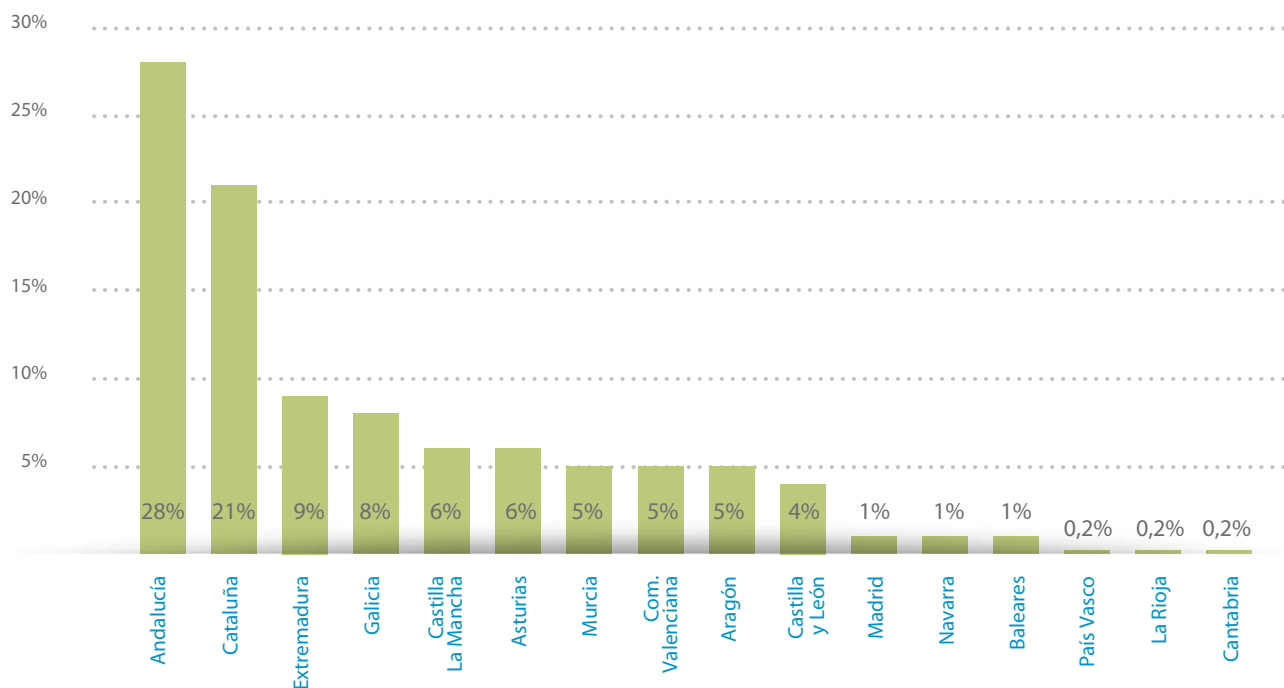
	Total GWh	Nº cisternas	% s/Total	Δ s/ 2012
Barcelona	2.822	9.483	24%	-5%
Huelva	2.996	9.892	25%	-41%
Cartagena	2.745	9.109	23%	-6%
Sagunto	1.374	4.472	12%	7%
Mugardos	1.939	6.282	16%	42%
Bilbao*	0	0	0	-
TOTAL	11.875	39.238	100%	-13%

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

Consumo del mercado de cisternas de GNL por comunidades autónomas

Por comunidades autónomas, Andalucía y Cataluña representaron el 50% del mercado de cisternas del año 2013. Por el contrario, las comunidades con menor consumo de cisternas de GNL fueron País Vasco, La Rioja y Cantabria, que representaron menos del 1% del total del mercado.

Reparto del consumo de cisternas de GNL por CCAA en 2013



Distancia recorrida por los camiones cisterna de GNL

Para el cálculo de la distancia recorrida por los camiones cisterna cargados de GNL se han considerado las siguientes hipótesis:

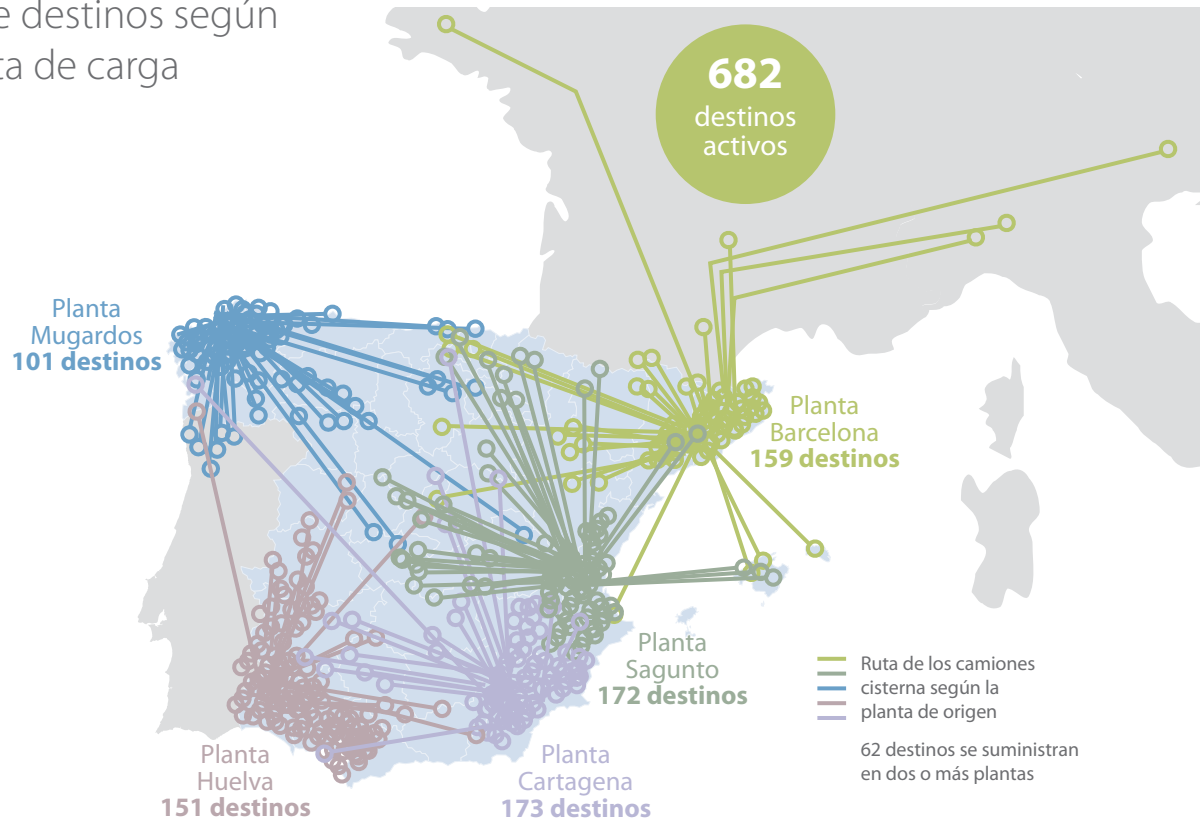
1. Información relativa a cisternas (energía y número de cisternas) extraída del SL-ATR.
2. Distancias calculadas como la ruta de mínima distancia en Google Maps en función de la planta de carga y el municipio de la planta satélite de destino.

3. Información de los municipios de España extraída del Instituto Geográfico Nacional (IGN) y del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Los camiones cisternas que recorrieron mayor distancia (incluyendo el extranjero) fueron los que discurrieron entre la Planta de Barcelona y Bolzano (Italia), con 1.234 km, y entre esta misma terminal de GNL y Guéméné-Sur-Scorff (Francia), con 1.187 km.

En territorio nacional, las mayores distancias recorridas fueron entre la Planta de Barcelona y Sanxenxo

Nº de destinos según planta de carga



(Pontevedra), con 1.166 km, y entre la Planta de Huelva y Abrera (Barcelona), con 1.087 km.

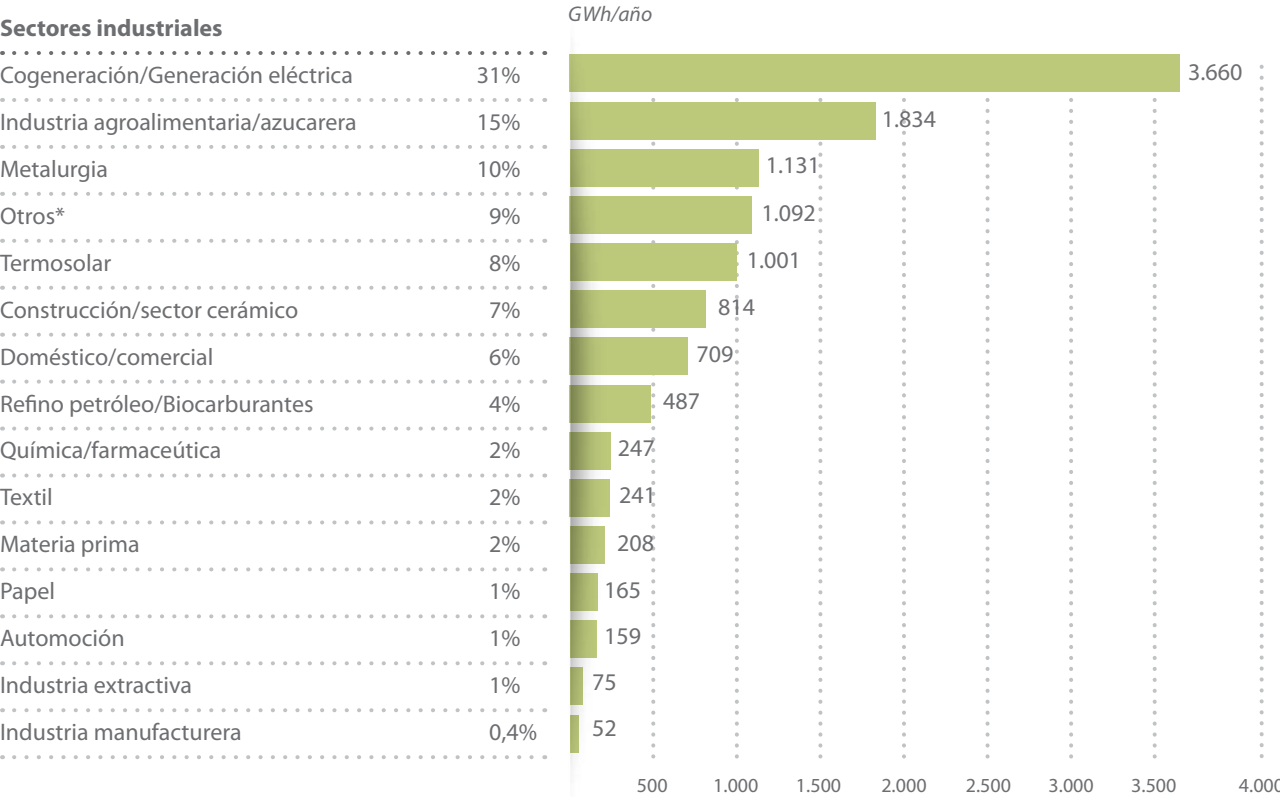
Las cisternas que se suministraron desde la Planta de Barcelona recorrieron, en media, las distancias más cortas (149 km/cisterna), mientras que las cisternas que realizaron más kilómetros, en media, fueron las suministradas desde la Planta de Sagunto (293 km/cisterna).

En el mapa de la página anterior se muestran de forma esquemática, para cada uno de los 682 destinos de

plantas satélites activos, los trayectos recorridos en función de la planta de carga, a 31 de diciembre de 2013.

Análisis del mercado de cisternas de GNL por sectores

El mercado de cisternas de GNL suministró gas natural a distintos tipos de clientes. A continuación se muestra la evolución del mercado para las actividades industriales identificadas como más representativas.



*"Otros" engloba todos aquellos sectores no analizados individualmente

El sector con más presencia fue el de la cogeneración, que representó un 31% del total en 2013 (aunque descendió el consumo respecto al año anterior en un 8%), seguido del sector de la industria agroalimentaria, con un 15%, y de la metalurgia, con un 10% sobre el total.

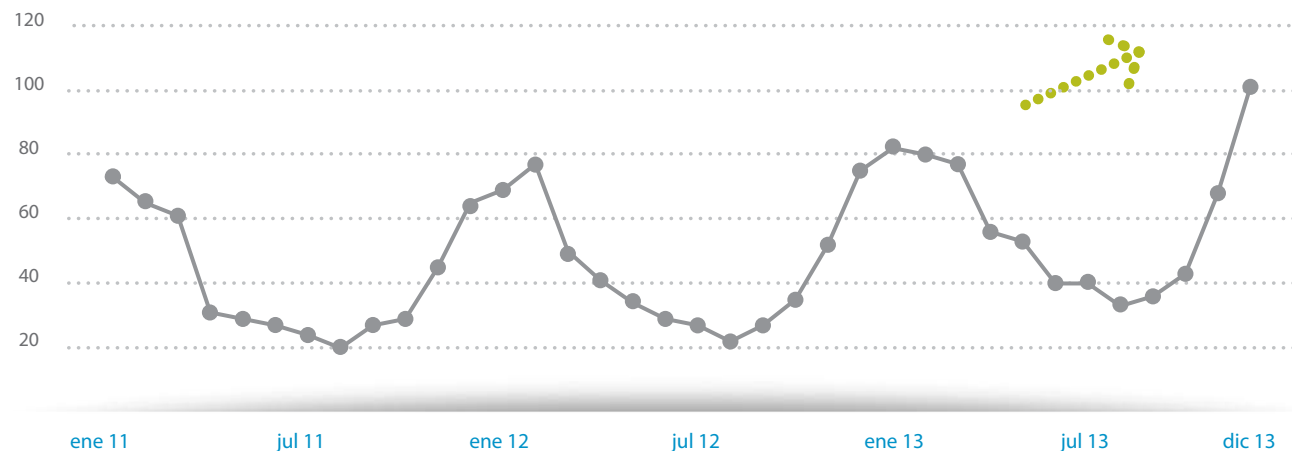
Evolución del sector doméstico/comercial

En 2013, el sector doméstico/comercial acumuló un crecimiento de más de un 30% respecto al año anterior.

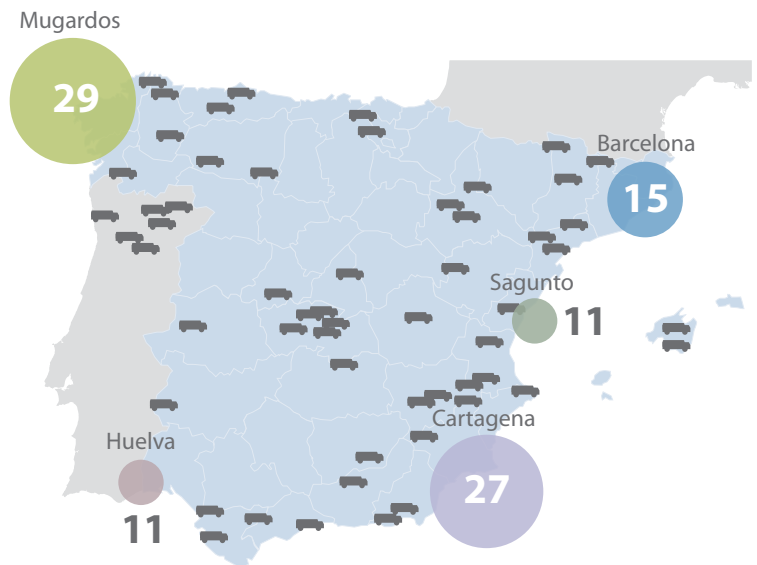
El consumo de este sector es el más ligado a las temperaturas, lo que se aprecia en el gráfico de la evolución del sector, donde puede observarse un aumento de las cargas de cisternas durante los meses del invierno.

Consumo de cisternas doméstico / comercial

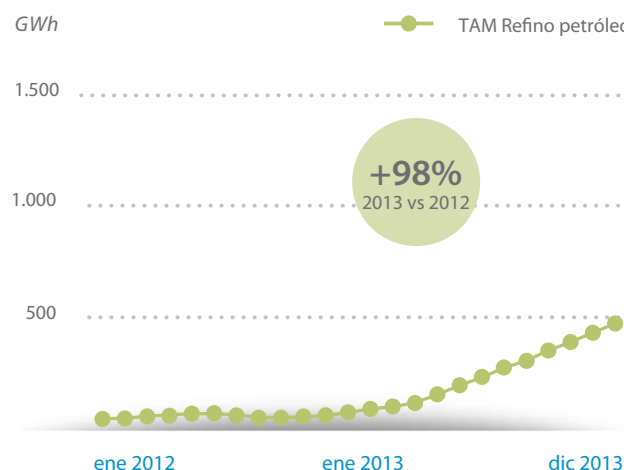
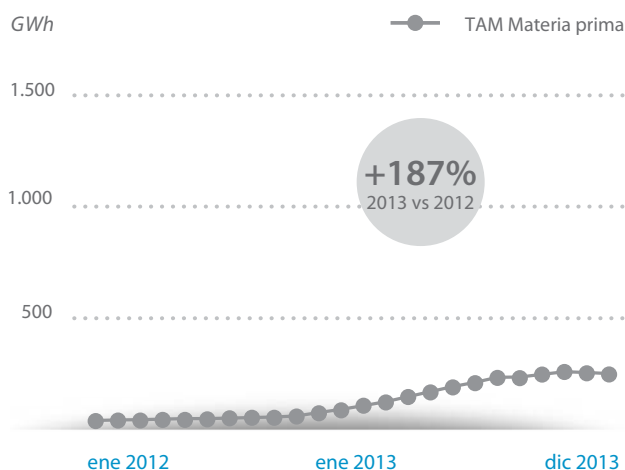
GWh/mes



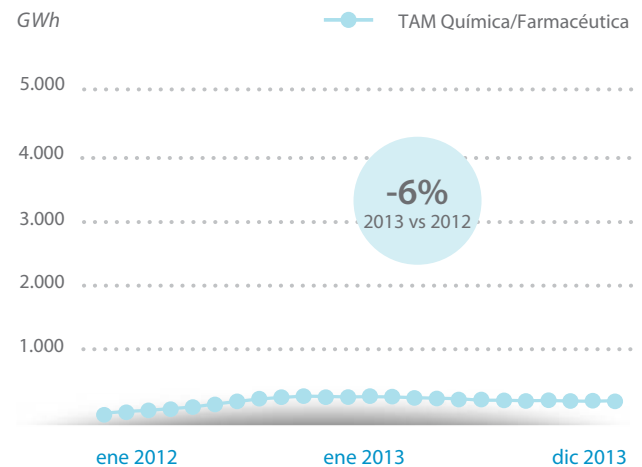
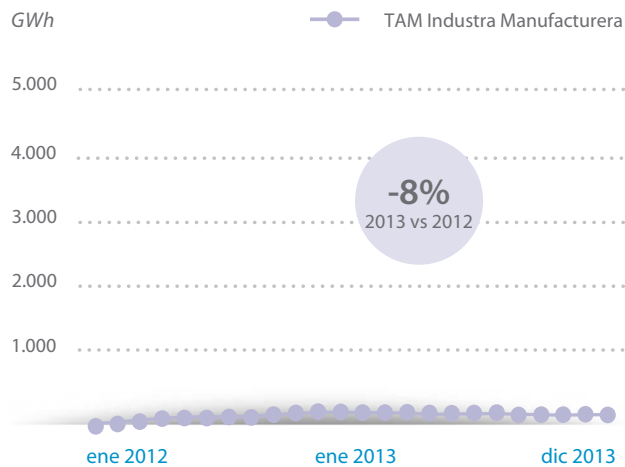
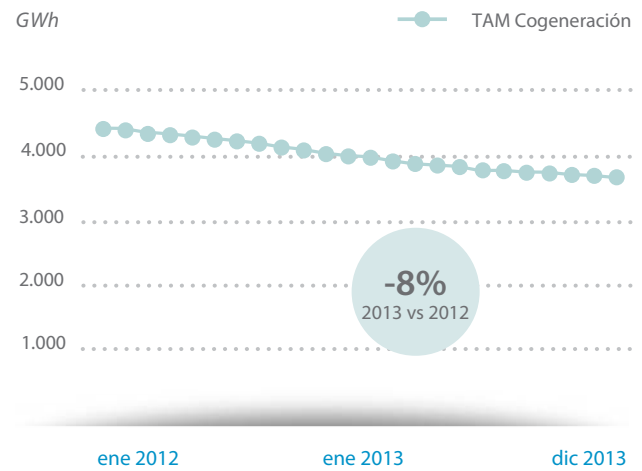
Nº de destinos sector doméstico / comercial por planta



Evolución de la tasa anual móvil de los principales sectores industriales



Evolución de la tasa anual móvil de los principales sectores industriales

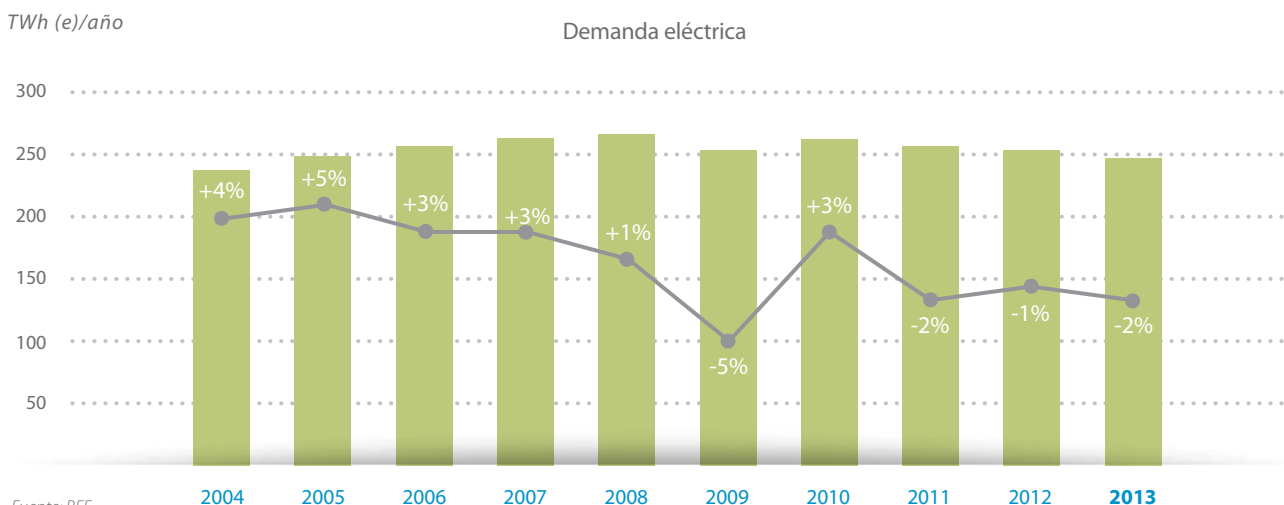
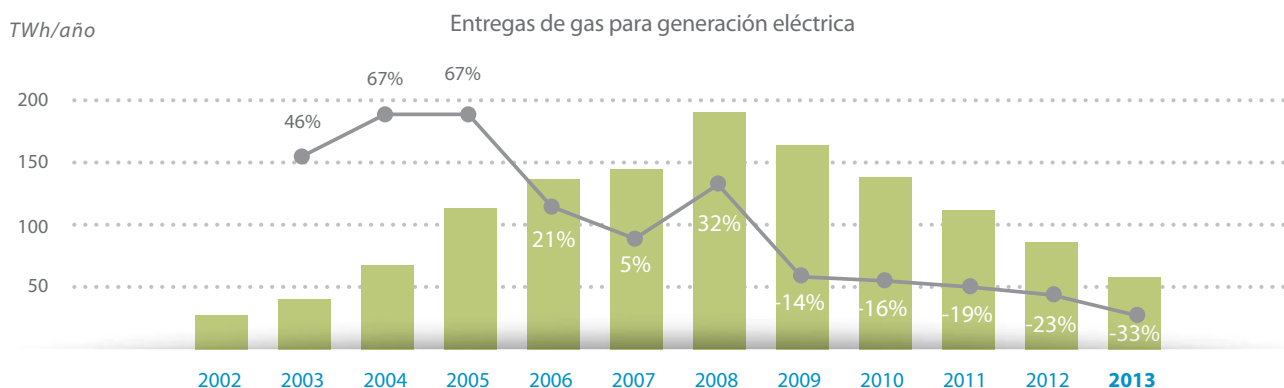


Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2013, las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 56.813 GWh, de los que 595 GWh correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas y 56.218 GWh al consumo de gas para ciclos combinados. Esta cifra es inferior a la registrada en los

últimos años y es necesario remontarse al año 2003 para advertir un dato menor. Respecto a 2012, supuso un descenso del 33%.

La demanda eléctrica peninsular registró en 2013 una disminución de un 2,3%, lo que supuso su tercera caída anual consecutiva. Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el descenso fue del 2,1%, según datos de REE.



Fuente: REE

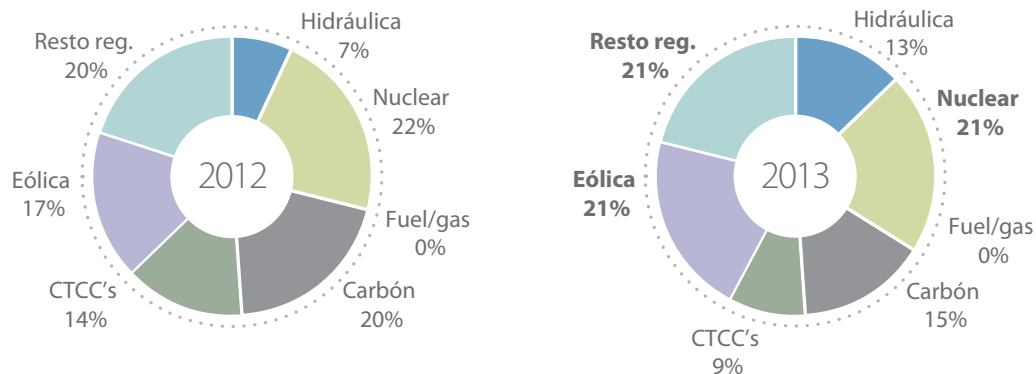
En cuanto al balance de producción eléctrica peninsular, la generación hidráulica y el régimen especial registraron

incrementos respecto al año anterior. Por el contrario, el resto de tecnologías anotaron descensos frente a 2012.

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 real	2013 avance cierre
Régimen Ordinario	186	196	206	213	221	224	220	191	189	179	175	156
Hidráulica	23	39	30	19	25	26	21	24	39	28	19	34
Nuclear	63	62	64	58	60	55	59	53	62	58	61	57
Carbón	79	72	76	77	66	72	46	34	22	43	56	40
CTCC's	5	15	29	49	64	68	91	78	65	51	39	25
Régimen Especial	35	41	46	51	52	58	68	80	91	92	102	111
Eólica	9	12	16	21	23	27	32	37	43	42	48	54
Resto	26	30	30	30	29	30	36	43	48	51	54	57
Intercambios internac.	5	1	-3	-1	-3	-6	-11	-8	-8	-6	-12	-8
Consumos en generación	-8	-8	-9	-9	-9	-9	-8	-7	-7	-7	-8	-6
Consumos en bombeo	-7	-5	-5	-6	-5	-4	-4	-4	-4	-3	-5	-6
Demanda b.c.	212	226	236	247	255	262	265	252	261	255	252	246

% de cobertura de cada generación sobre la generación total



Generación eólica

La generación eólica se situó en el año 2013, junto con la energía nuclear, como la tecnología con más contribución a la cobertura de la demanda eléctrica anual, con una cuota entorno al 21%.

En 2013, se batieron todos los récords de generación eólica:

- Máximo de potencia instantánea: 17.056 MW, el 6 de febrero, un 2,5% superior respecto al anterior récord.
- Máximo de energía horaria: 16.918 MWh, el 6 de febrero, un 2,8% respecto al anterior récord.
- Máximo de generación diario: 345 GWh/día, el 16 de enero.

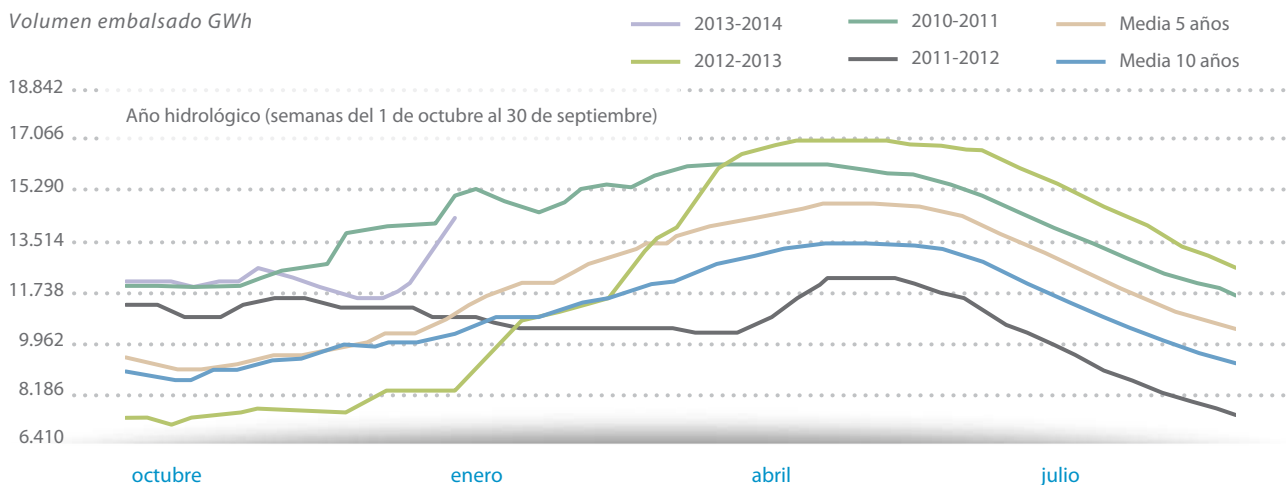
- Máximo acumulado mensual: 6.471 GWh/mes, en noviembre. Asimismo, en los meses de enero, febrero, marzo y noviembre la generación eólica fue la tecnología con mayor contribución a la producción de energía total del sistema.

Generación hidráulica

El año 2013 estuvo marcado por el notable crecimiento de la generación hidráulica, un 75% respecto al año anterior. Dio cobertura al 13% de la generación, frente al 7% en 2012, considerándose 2013 un año hidráulico húmedo.

Energía hidroeléctrica disponible

Volumen embalsado GWh



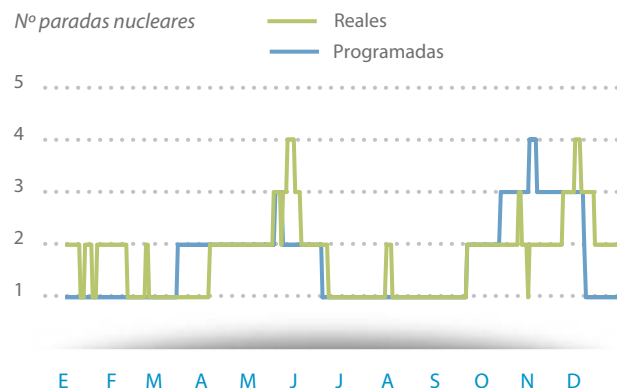
Fuente: Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

Paradas nucleares

La generación nuclear alcanzó en 2013 los 57 TWh/año.

El número de paradas nucleares, tanto programadas como reales, osciló entre una y cuatro, observándose las principales diferencias entre ambas a comienzos y finales de año.

Paradas nucleares

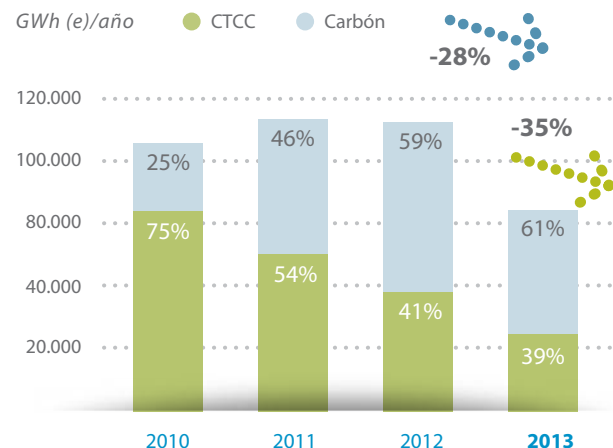


Fuente: REE

Generación de hueco térmico

El hueco térmico (carbón + gas) registró un descenso de 29 TWh en 2013 respecto al año anterior, de los que 15 TWh correspondieron al carbón y 14 TWh al gas.

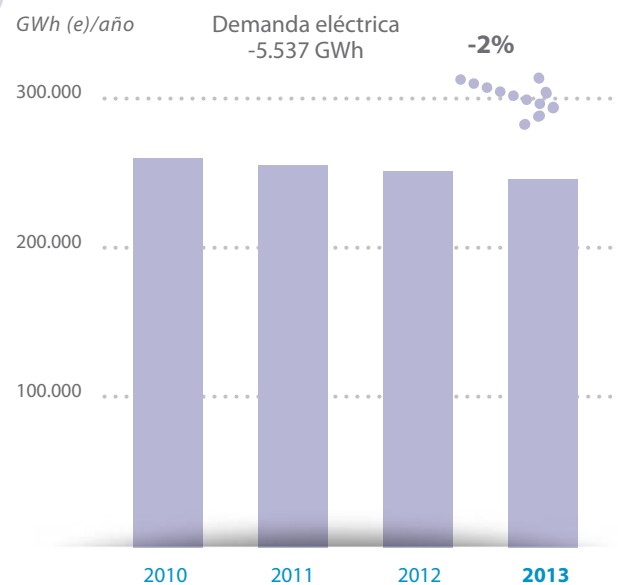
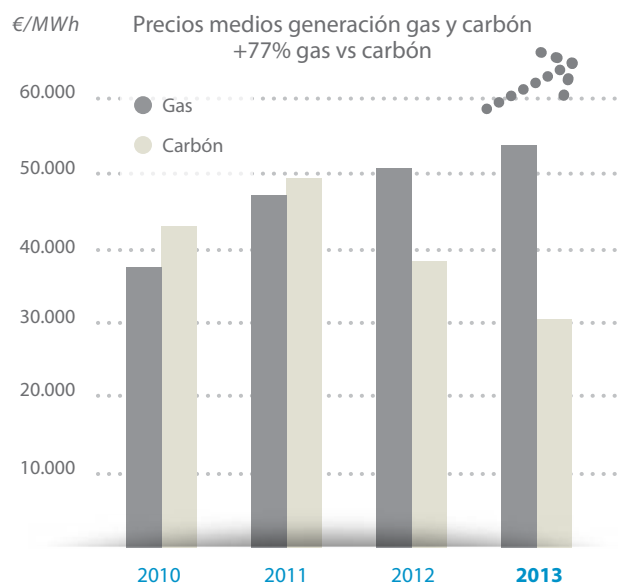
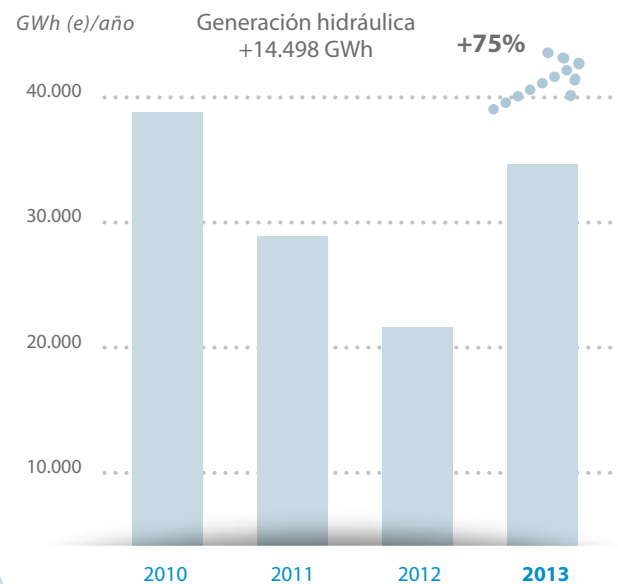
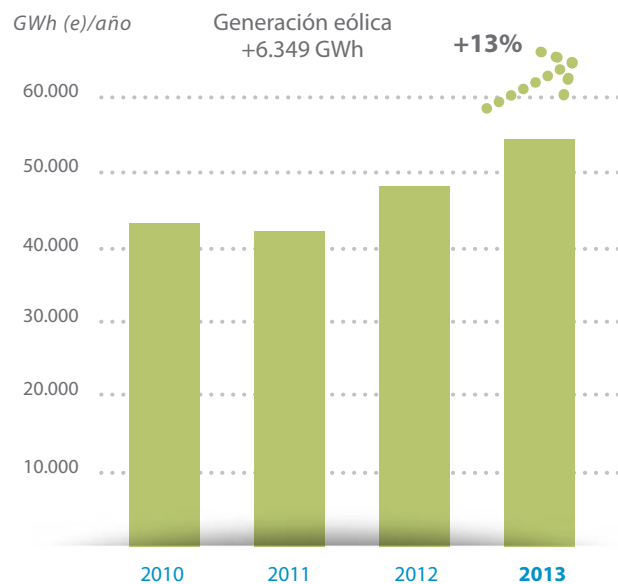
La contribución del gas y del carbón al hueco térmico fue de un 61% para el carbón y de un 39% para el gas, valores muy similares a los de 2012.



Fuente: REE

La menor generación eléctrica de los ciclos combinados en 2013 y, por tanto, su menor consumo de gas natural, fue consecuencia de la simultaneidad de cuatro factores:

1. Aumento de la generación eólica de 6.349 GWh, lo que supuso un incremento de 13% respecto a 2012.
2. Incremento de la generación hidráulica de 14.498 GWh, un 75% más que en 2012.
3. Descenso de la demanda eléctrica de 5.537 GWh, lo que supuso una disminución del 2% respecto al año 2012.
4. Relación de costes de generación con gas natural frente a los costes de generación con carbón, que arroja un saldo de ventaja competitiva hacia el carbón.



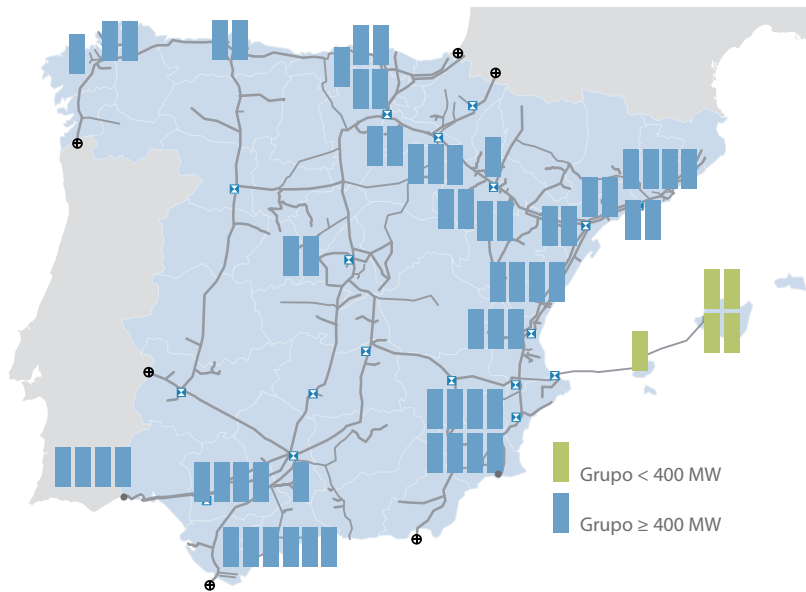
Fuente: REE, Bloomberg

Utilización de las centrales de ciclo combinado

En cuanto a la utilización de la potencia instalada, en 2013 tan solo se alcanzó el 13% del factor de utilización medio de las centrales de ciclos combinados. El máximo consumo diario de los ciclos fue 358 GWh/día, equivalente al 30% de utilización, y se registró el 12 de diciembre de 2013. El mínimo del año se produjo el 19 de abril, con 45 GWh/día de consumo.

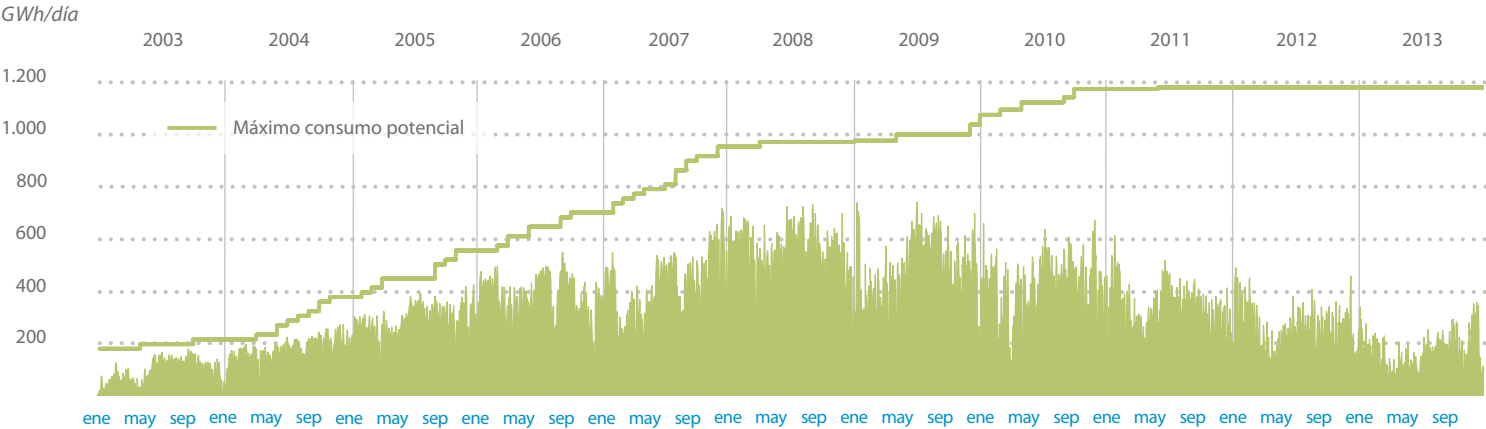
Potencia instalada: 26.251 MW

(67 grupos)



		ene	feb	mar
2008	Pot. Inst. MW	20.958	20.958	20.958
	Consumo GWh	16.618	16.476	14.136
		56%	60%	48%
2009	Pot. Inst. MW	21.390	21.390	21.390
	Consumo GWh	12.474	9.423	10.526
		41%	34%	35%
2010	Pot. Inst. MW	23.913	23.913	24.338
	Consumo GWh	11.265	10.253	9.080
		34%	34%	27%
2011	Pot. Inst. MW	26.114	26.114	26.114
	Consumo GWh	11.013	9.877	8.835
		30%	30%	24%
2012	Pot. Inst. MW	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	9.138	8.604	6.817
		25%	25%	19%
2013	Pot. Inst. MW	26.251	26.251	26.251
	Consumo GWh	5.881	4.499	3.632
		16%	14%	10%

Evolución CTCC's

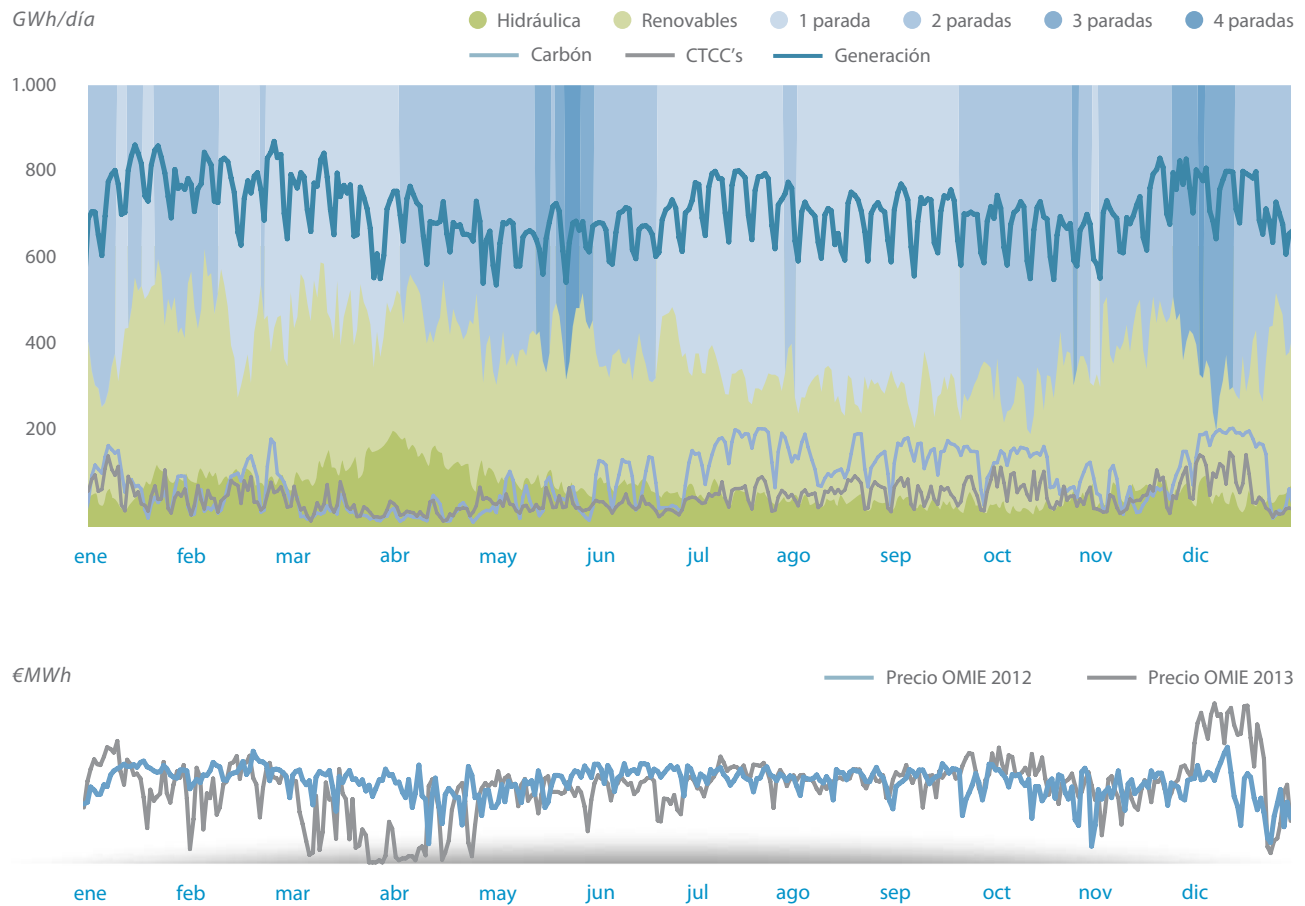


abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año	F. Utilización
21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	21.390	184.605	52%
14.465	14.874	15.587	18.188	16.986	16.128	14.978	14.107	12.062		
50%	49%	53%	60%	56%	55%	50%	48%	40%		
21.390	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	21.815	158.802	44%
11.274	11.240	15.683	17.538	16.817	15.426	13.736	11.753	12.912		
38%	36%	52%	57%	54%	51%	44%	39%	40%		
24.338	24.986	24.986	24.986	24.986	25.410	25.646	26.114	26.114	134.500	33%
9.356	9.655	11.530	14.249	12.148	13.160	11.306	11.848	10.651		
28%	28%	34%	41%	35%	38%	31%	34%	30%		
26.114	26.114	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	108.921	25%
6.234	8.956	10.394	9.928	10.378	9.880	8.417	7.546	7.462		
18%	24%	29%	27%	28%	28%	23%	21%	20%		
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	83.551	19%
5.056	5.319	6.778	7.413	7.710	6.397	7.304	6.693	6.322		
14%	15%	19%	20%	21%	18%	20%	19%	17%		
26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	26.251	56.218	13%
2.835	3.802	3.222	4.971	5.300	5.018	5.972	4.799	6.287		
8%	10%	9%	14%	14%	14%	16%	14%	17%		

Precio del mercado eléctrico (OMEL)

En la evolución del mix de generación en el año 2013 cabe destacar una elevada generación hidráulica respecto a 2012, lo que, unido a un aumento de la

generación con régimen especial, dio lugar a un precio medio del mercado eléctrico español de 44 €/MWh. Esto supuso un abaratamiento de 3 €/MWh en el precio de la electricidad respecto al precio medio del año anterior.



Fuente: REE, OMIE

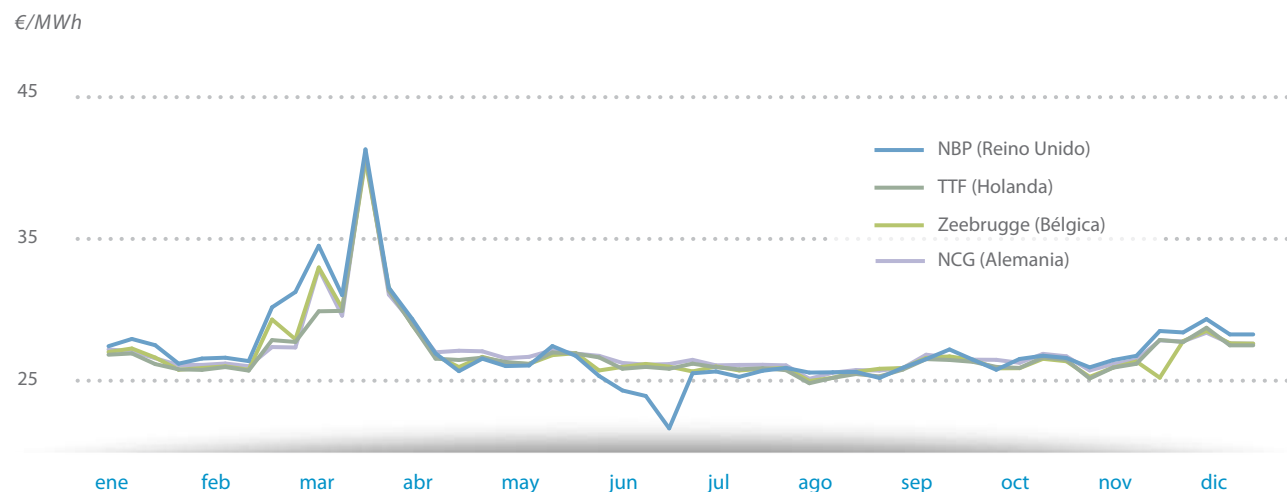
Precios internacionales del gas y el carbón

La evolución de los precios del gas en los principales *hubs* europeos mostró una tendencia muy similar a lo largo de 2013.

El precio medio en periodo invernal (de noviembre a marzo) se situó en torno a los 29 €/MWh frente a los

27 €/MWh en periodo estival (de abril a octubre). A finales del mes de marzo se observaron valores superiores a 40 €/MWh debido a la ola de frío acontecida en Europa.

Evolución de los precios del gas en los principales *hubs* europeos en 2013

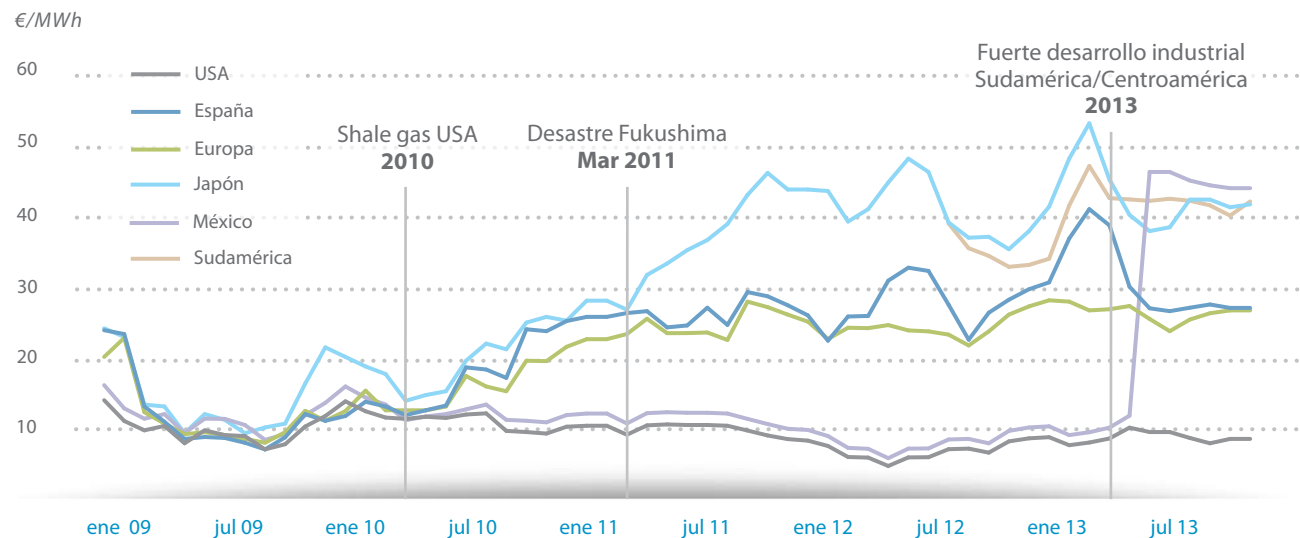


Fuente: World Gas Intelligence

El mercado internacional de precios del GNL en el año 2013 mantuvo la misma tendencia de precios que en 2012: el mercado asiático con precios más elevados, mercado de Norteamérica con precios más competitivos y mercado europeo con precios intermedios.

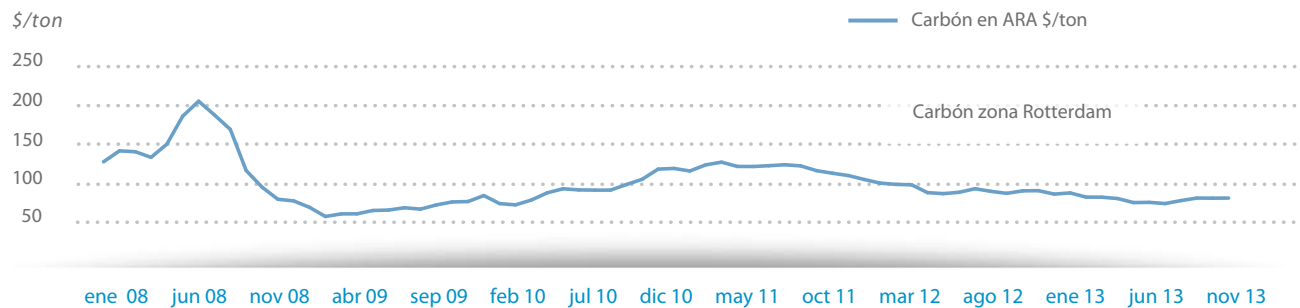
El precio del carbón en el mercado europeo se situó en el año 2013 entre los 70 y los 80 \$/ton, mientras que el mercado spot de derechos de emisión de CO₂ se mantuvo estable en torno a los 5 €/ton.

Evolución de los precios mundiales del GNL

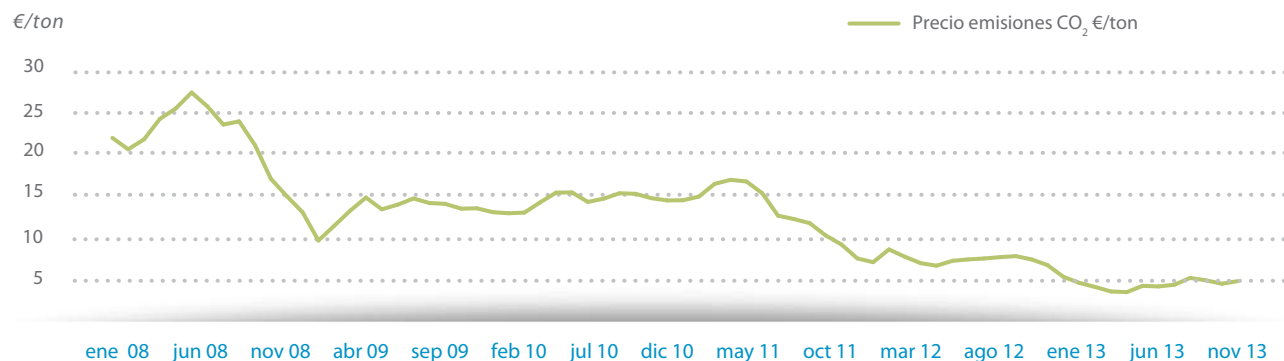


Fuente: FERC

Índice McCloskey



Precio emisiones CO₂



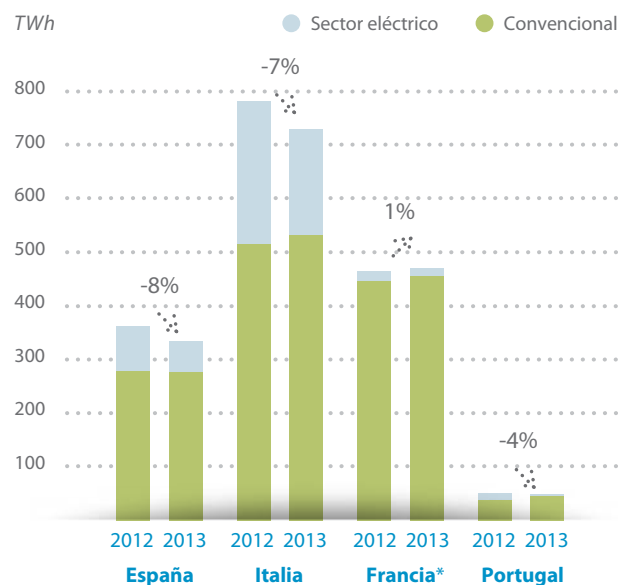
Fuente: Bloomberg

Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural (convencional + sector eléctrico) en España, Italia y Portugal registró en 2013 descensos del 8%, 7% y 4%, respectivamente, frente al año 2012. Por el contrario, en Francia experimentó un crecimiento del 1%.

Por sectores, España registró una tasa de variación negativa en el consumo de gas para el sector convencional de un -0,5%. En cambio, Italia, Francia y Portugal experimentaron un crecimiento del 3%, 2% y 17%, respectivamente.

Por otro lado, la demanda de gas para el sector eléctrico registró descensos en los cuatro países analizados, comprendidos entre un 72% (Portugal) y un 20% (Francia). España e Italia registraron descensos intermedios de un 33% (España) y un 26% (Italia).



*Para Francia solo se disponen datos de GRTGas, que supone ~ 80% de la demanda total de Francia

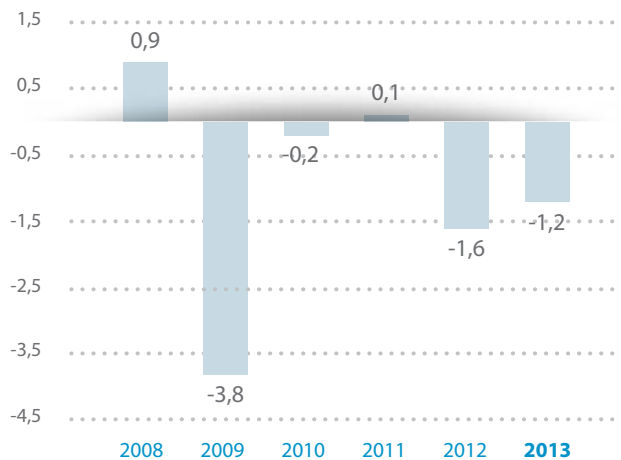
Fuente: Página web transportistas

Indicadores macroeconómicos

Evolución del Producto Interior Bruto

El Producto Interior Bruto (PIB) generado por la economía española registró una variación anual de $-1,2\%$ en el año 2013, según el avance publicado por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Esta tasa es 4 décimas superior a la registrada en el año 2012.

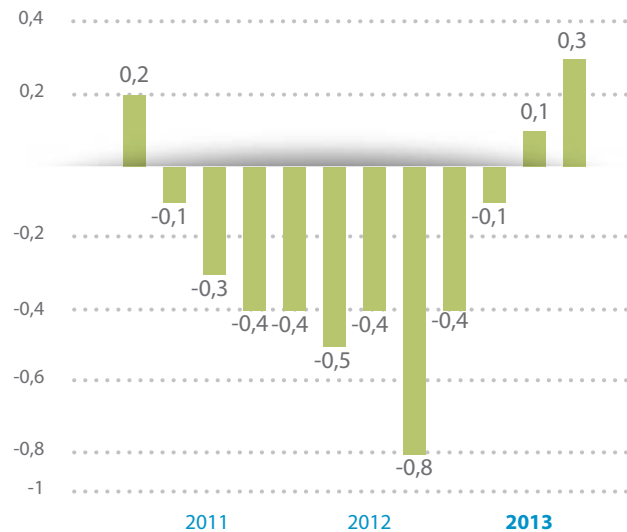
PIB. Tasas anuales



Fuente: INE

Por trimestres, el PIB registró tasas de variación negativa en el primer y segundo trimestre ($-0,4\%$ y $-0,1\%$, respectivamente), mientras que en el tercero y el cuarto, por primera vez desde comienzos de 2011, registró tasas de variación positivas ($0,1\%$ y $0,3\%$, respectivamente).

PIB. Tasas trimestrales



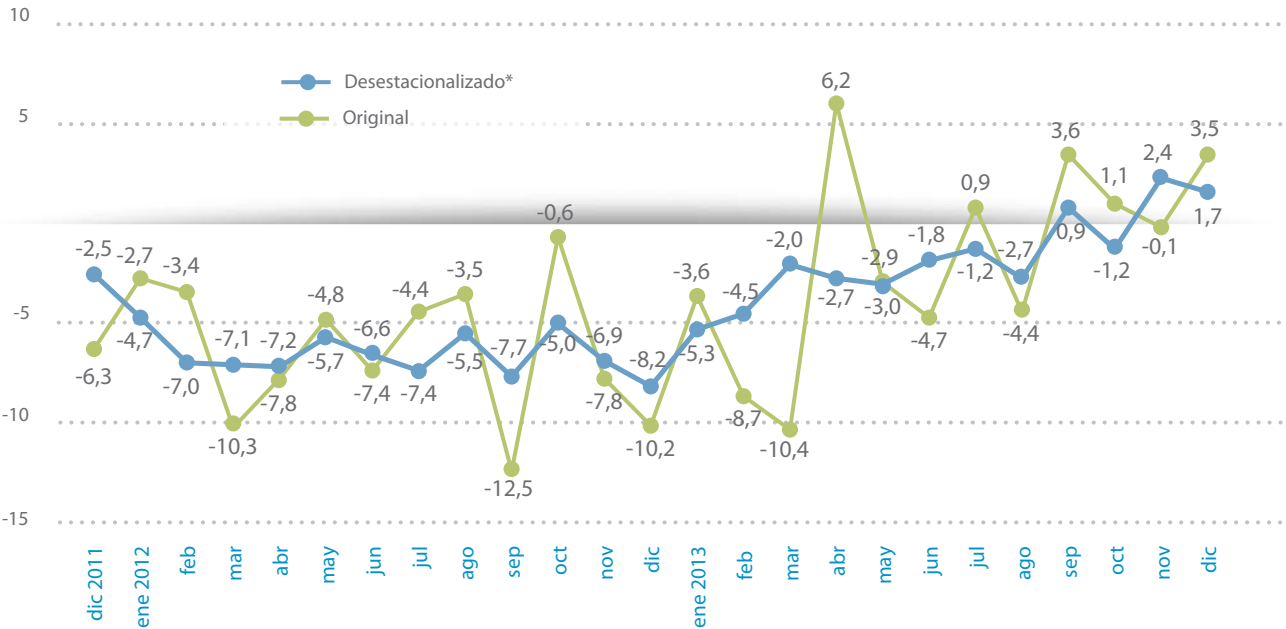
Fuente: INE

Índice de Producción Industrial (IPI)

El Índice de Producción Industrial (IPI), que mide la evolución de la actividad productiva de las ramas industriales, registró una tasa media de variación anual de $-1,8\%$ en 2013 respecto del año anterior, según el avance publicado por el INE.

Por destino económico de los bienes, la tasa media del IPI en el año 2013 es negativa en Bienes de consumo duradero ($-12,1\%$), Bienes intermedios ($-2,7\%$), Energía ($-2,7\%$) y Bienes de consumo no duradero ($-1,3\%$). Por el contrario, es positiva en los Bienes de equipo ($+1,1\%$).

Índice general de producción industrial. Tasa anual



*Desestacionalizado: corregido de efectos estacionales y de calendario

Tasas anual y de la media de 2013 de los índices de producción industrial: General y por destino económico de los bienes

	Índice original		Índice desestacionalizado
	Tasa anual (%)	Tasa de la media de 2013 (%)	Tasa anual (%)
ÍNDICE GENERAL	3,5	-1,8	1,7
1. Bienes de consumo	4,8	-2,2	1,9
1.1 Bienes de consumo duradero	-7,1	-12,1	-9,1
1.2 Bienes de consumo no duradero	5,9	-1,3	2,2
2. Bienes de equipo	4,8	1,1	2,8
3. Bienes intermedios	3,1	-2,7	1,2
4. Energía	1,1	-2,7	0,7

Índice Grandes Consumidores REE (IRE)

El Índice de Grandes Consumidores (IRE), elaborado por REE, tiene como objetivo facilitar una información adelantada de la evolución del consumo eléctrico de los grandes consumidores por sectores de actividad.

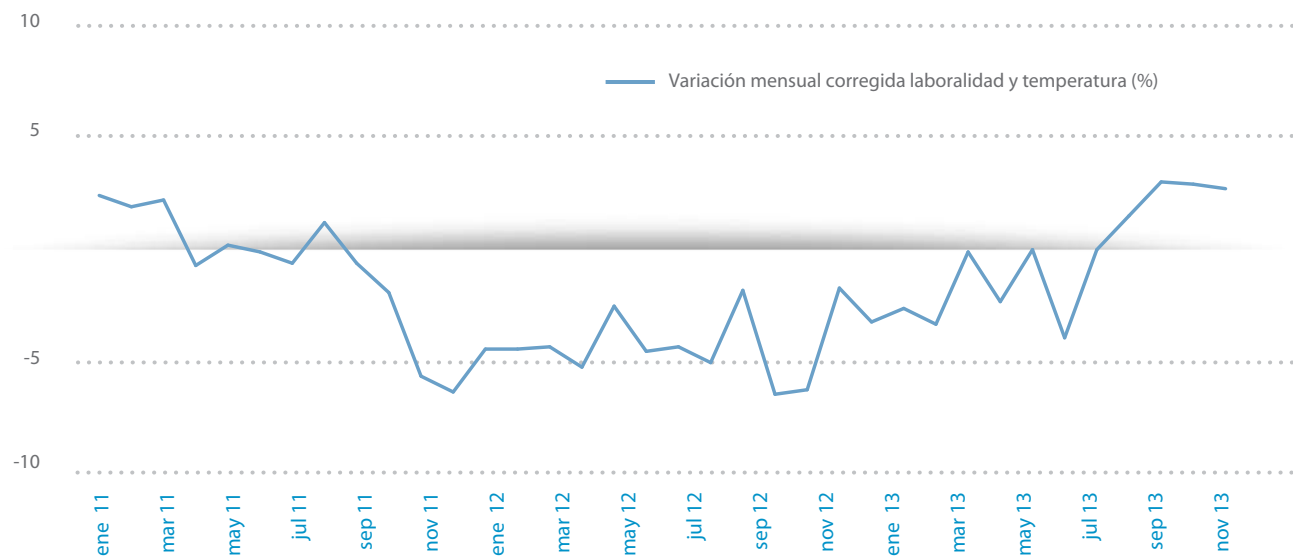
REE publica este índice mensualmente y elabora un indicador agregado así como el desglose en actividades industriales y actividades de servicios.

Por primera vez en casi tres años, la demanda de energía eléctrica de los grandes consumidores registró una tasa

de variación positiva durante tres meses consecutivos. En los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2013, el consumo eléctrico de los grandes consumidores se incrementó entorno a un 3% con respecto a los mismos meses del año anterior.

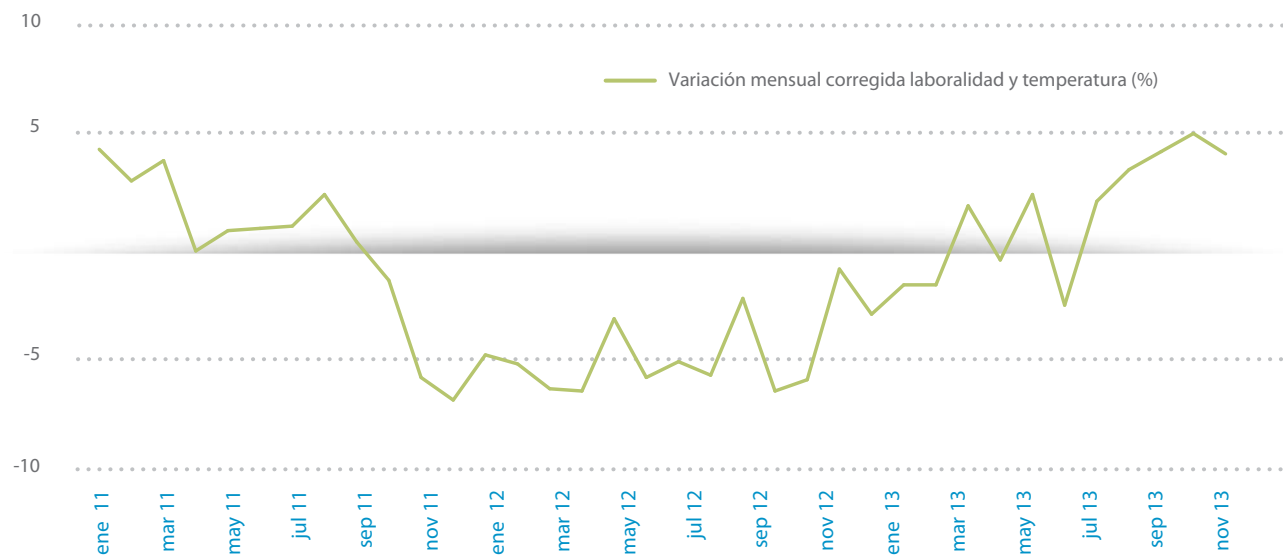
El índice desglosado para las actividades industriales, registró en los últimos meses del año 2013, los mayores crecimientos desde comienzos del año 2011, llegando a alcanzar en el mes de noviembre un crecimiento del 5% respecto a noviembre de 2012.

Índice general grandes consumidores. Mensual



Fuente: REE

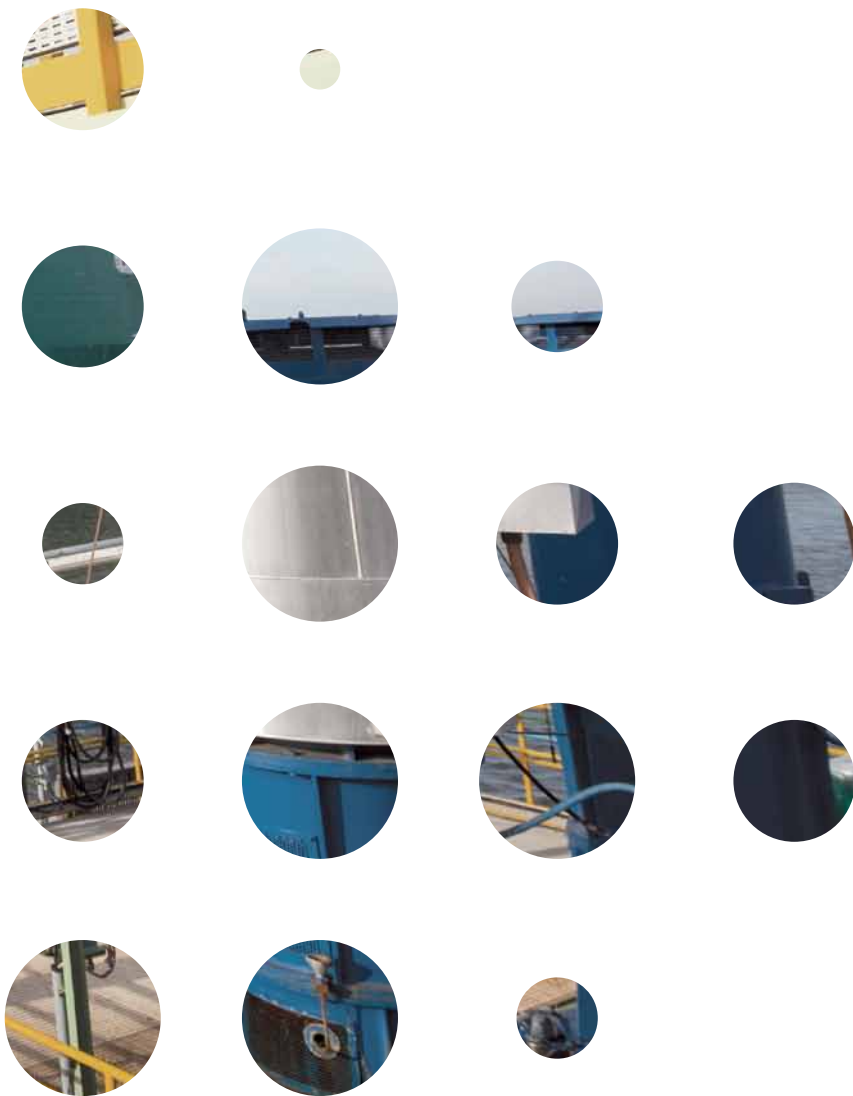
Actividades industriales. Mensual



Fuente: REE



Aprovisionamientos de GN y GNL



03

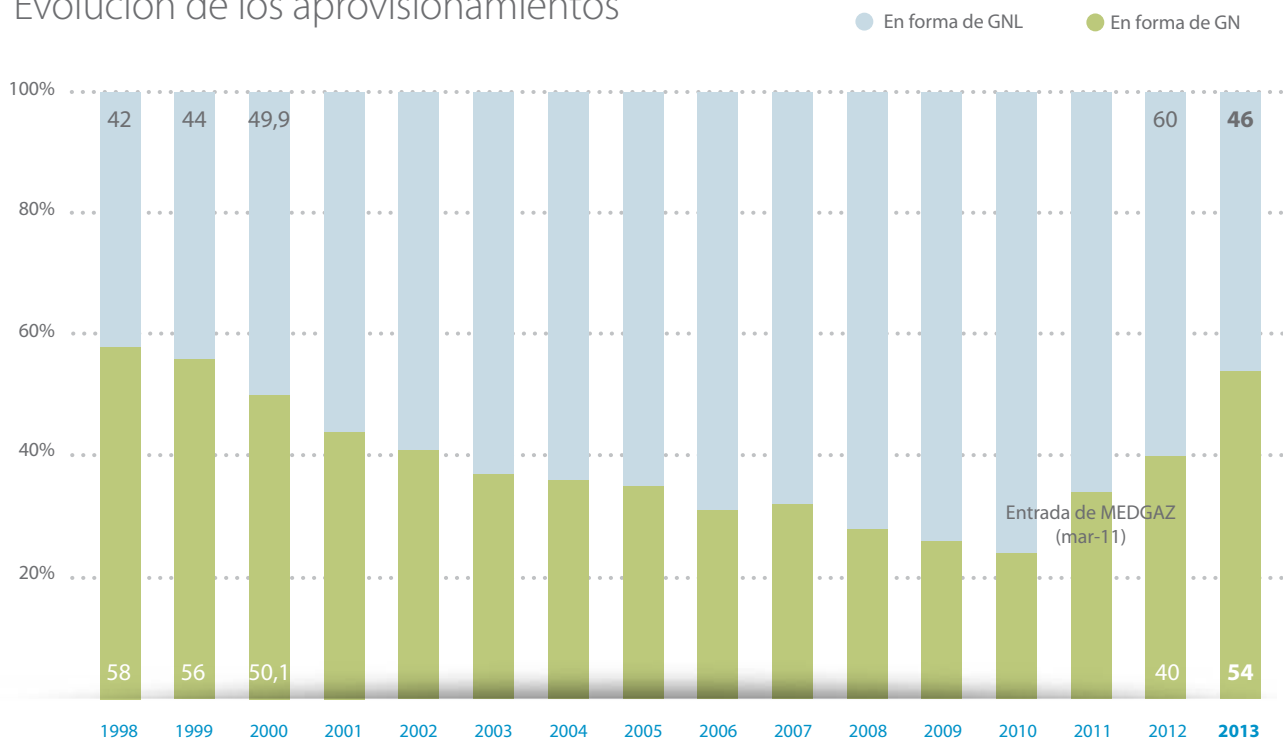
Durante el año 2013, los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 376.168 GWh, lo que supuso un descenso del 5% respecto al ejercicio anterior.

Como consecuencia de la situación de precios de los mercados mundiales de gas natural, con elevados

precios en la cuenca pacífica, Japón, China e India, así como en Brasil y Argentina, se efectuó el desvío de un gran número de cargamentos de GNL hacia esos destinos. Así, en España se consolidó la pérdida de cuota del gas natural licuado (GNL) frente al gas natural (GN), con un destacado incremento del GN procedente de Francia y Argelia. Por primera vez desde el año 2000, los suministros en forma de GN superaron a los de GNL y el 54% del aprovisionamiento se realizó a través de las conexiones internacionales.

En 2013, como en años anteriores, se mantuvo un alto grado de diversificación en el Sistema Gasista español y se recibió gas natural procedente de once países.

Evolución de los aprovisionamientos



Entradas al Sistema Gasista español

GWh	2012	2013	2013 s/2012
GN			
CI Tarifa (GME)	79.857	85.176	7%
CI Almería (MEDGAZ)	38.782	70.162	81%
Francia (CI Larrau + CI Irún)	35.328	44.215	25%
Portugal (CI Badajoz + CI Tuy + VIP)	3.225	1.924	-40%
Nacional (V. Guadalquivir + Biogás)	1.093	749	-32%
TOTAL GN	158.285	202.225	28%
GNL			
P. Barcelona	58.347	37.921	-35%
P. Huelva	48.218	38.017	-21%
P. Cartagena	38.684	20.415	-47%
P. Bilbao	41.032	28.794	-30%
P. Sagunto	30.966	29.831	-4%
P. Mugarodos	20.487	18.964	-7%
TOTAL GNL	237.735	173.943	-27%
TOTAL OFERTA	396.020	376.168	-5%

Las entradas en forma de GN acumularon 202.225 GWh, lo que supuso un crecimiento del 28% respecto al acumulado del año anterior, 158.285 GWh. Cabe destacar el significativo incremento de las importaciones por la Conexión Internacional de Almería, que acumularon 70.162 GWh, una cifra un 81% superior a la de 2012.

Por su parte, en 2013, el aprovisionamiento en forma de GNL, 173.943 GWh, disminuyó un 27% con respecto al año anterior. El descenso en las entradas se manifestó en la totalidad de las plantas del Sistema, aunque fue más acusado en las que recibieron un mayor volumen de gas en 2012 (Barcelona, Huelva, Cartagena y Bilbao).

Origen de los suministros del Sistema Gasista español

GWh	2012	2013	Δ 2013 vs 2012
Argelia GN	118.638	155.338	} 20%
Argelia GNL	41.658	36.702	
Nigeria GNL	59.928	37.106	-38%
Qatar GNL	46.181	40.639	-12%
Perú GNL	28.299	16.898	-40%
T&T GNL	27.493	22.440	-18%
Noruega GNL	19.563	13.366	-32%
Egipto GNL	7.153	464	-94%
Bélgica GNL*	7.462	2.174	-71%
Portugal GN	3.225	1.924	-40%
Nacional GN	1.093	749	-32%
Omán GNL	-	2.805	-
Francia GN	35.328	44.215	} 29%
Francia GNL*	-	1.350	
TOTAL	396.020	376.168	-5%
Cargas de buque	22.697	31.802	40%

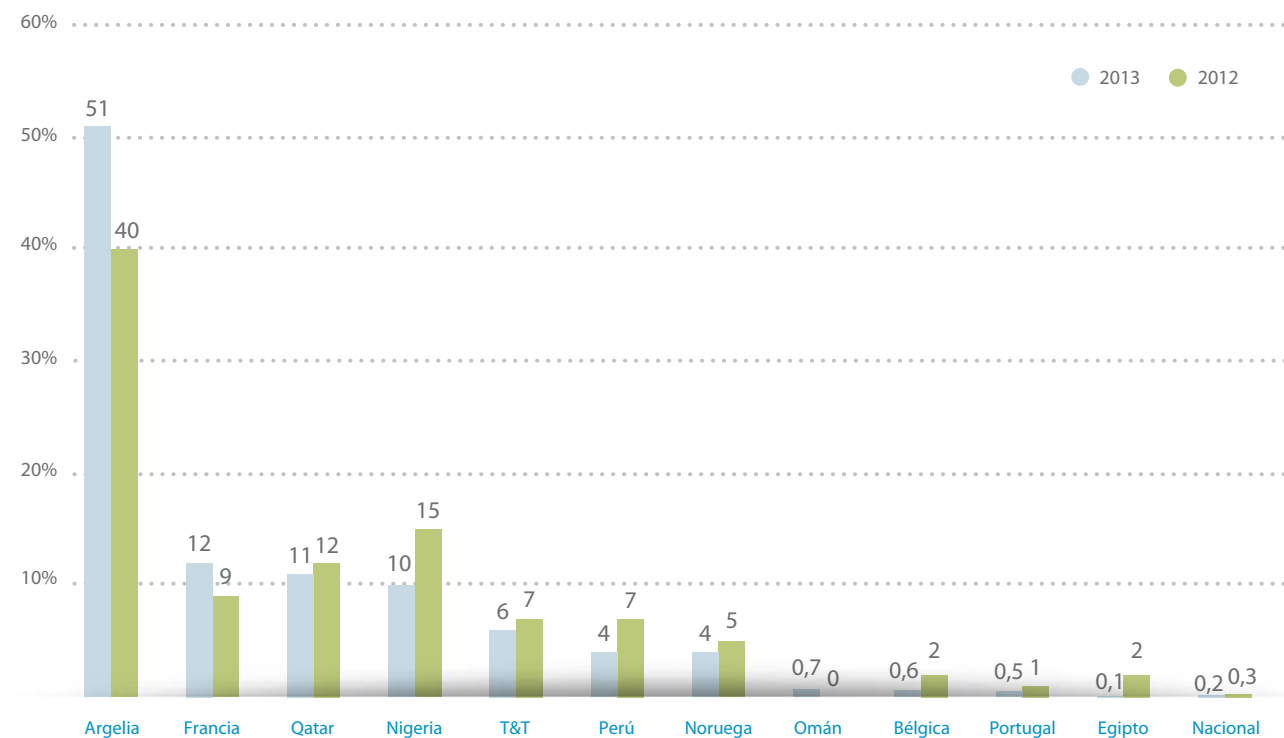
El GN nacional incluye la extracción de los almacenamientos no básicos del Valle del Guadalquivir.

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

En 2013 se recibió gas procedente de once países. Sin considerar los que no fueron proveedores de GNL en 2012 (Omán y Francia), el volumen de GNL suministrado por cada uno de los países de origen

disminuyó respecto al ejercicio anterior. Los descensos más acusados se registraron en el volumen de gas procedente de Nigeria, que descendió 22.822 GWh (38%), y de Perú, 11.401 GWh (40%).

Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



En la cartera de aprovisionamientos, Argelia se consolidó como principal proveedor del suministro gasista. Su aportación se incrementó hasta alcanzar el 51% del suministro total, seguida de Francia, con el 12%, y de Qatar, con el 11%.

Descargas de buques de GNL en el Sistema Gasista español

	2012							2013							
	GNL descargado		Nº buques					GNL descargado		Nº buques					Δ año
	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	TOTAL	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	TOTAL	s/ TOTAL
Barcelona ⁽¹⁾	58.347	1	4	52	16	-	73	37.921	-	1	34	16	-	51	-35%
Huelva ⁽⁴⁾	48.218	-	-	51	12	1	64	38.017	-	-	35	17	-	52	-21%
Cartagena ⁽²⁾	38.684	-	1	38	8	-	47	20.415	-	-	22	3	-	25	-47%
Bilbao	41.032	-	-	44	-	-	44	28.794	-	-	31	-	-	31	-30%
Sagunto	30.966	-	3	25	10	2	40	29.831	-	3	22	17	-	42	-4%
Mugardos ⁽³⁾	20.487	-	-	22	1	-	23	18.964	-	-	22	-	5	27	-7%
TOTAL	237.735	1	8	232	47	3	291	173.943	-	4	166	53	5	228	-27%

(1) Nota de Operación nº 02: Desvío de un buque de 125.000 m³ de GNL a la Planta de Barcelona, con descarga inicialmente prevista en Huelva y desvío de un buque de 61.000 m³ de GNL a la Planta de Barcelona, con descarga inicialmente prevista en Cartagena

(2) Nota de Operación nº 02: Desvío de un buque de 72.000 m³ de GNL a la Planta de Cartagena, con descarga inicialmente prevista en Huelva

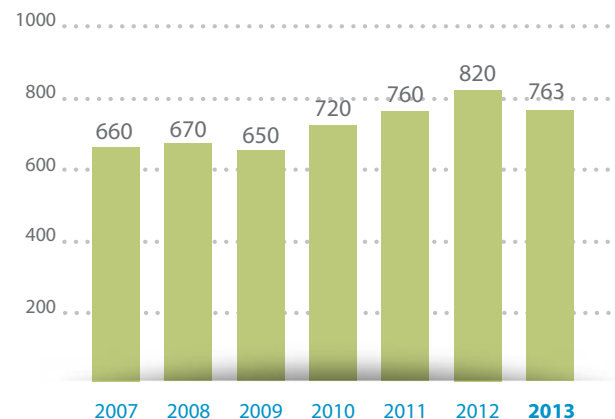
(3) Nota de Operación nº 04: Desvío de un buque de 140.000 m³ de GNL a la Planta de Mugardos, con descarga inicialmente prevista en Bilbao

(4) Nota de Operación nº 07: Desvío de un buque de 137.500 m³ de GNL a la Planta de Huelva, con descarga inicialmente prevista en Bilbao

Evolución del tamaño medio

Tamaño medio (GWh)/Nº de buques

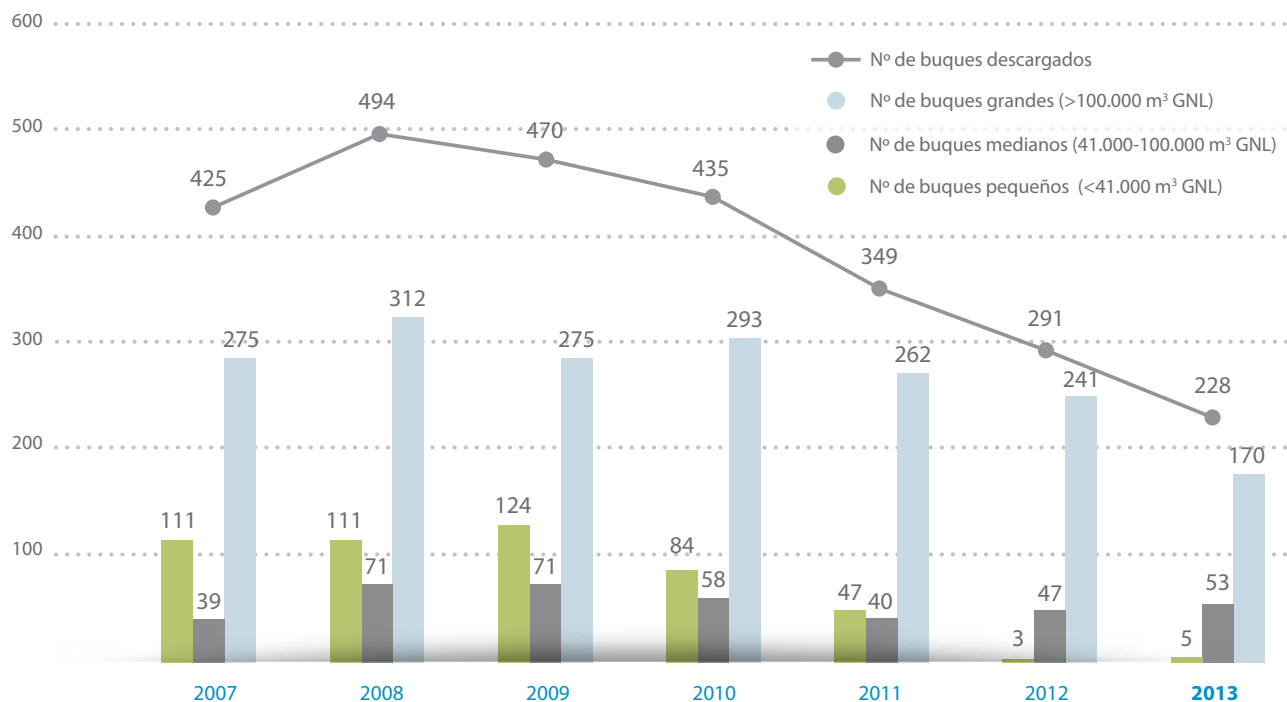
● Tamaño medio



En las plantas de regasificación del Sistema descargaron en 2013 un total de 228 buques metaneros, 63 cargamentos menos que en el año anterior.

Además de disminuir el número de cargamentos gestionados, descendió también el tamaño medio de los buques, que pasó de 820 GWh en 2012 a 763 GWh en 2013.

Evolución del número de buques descargados



Las plantas de regasificación recibieron gas procedente de al menos cinco países distintos en 2013, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. Las terminales que acumularon un mayor número de descargas fueron Huelva y Barcelona, seguidas de Sagunto.

Descargas por orígenes y plantas de regasificación

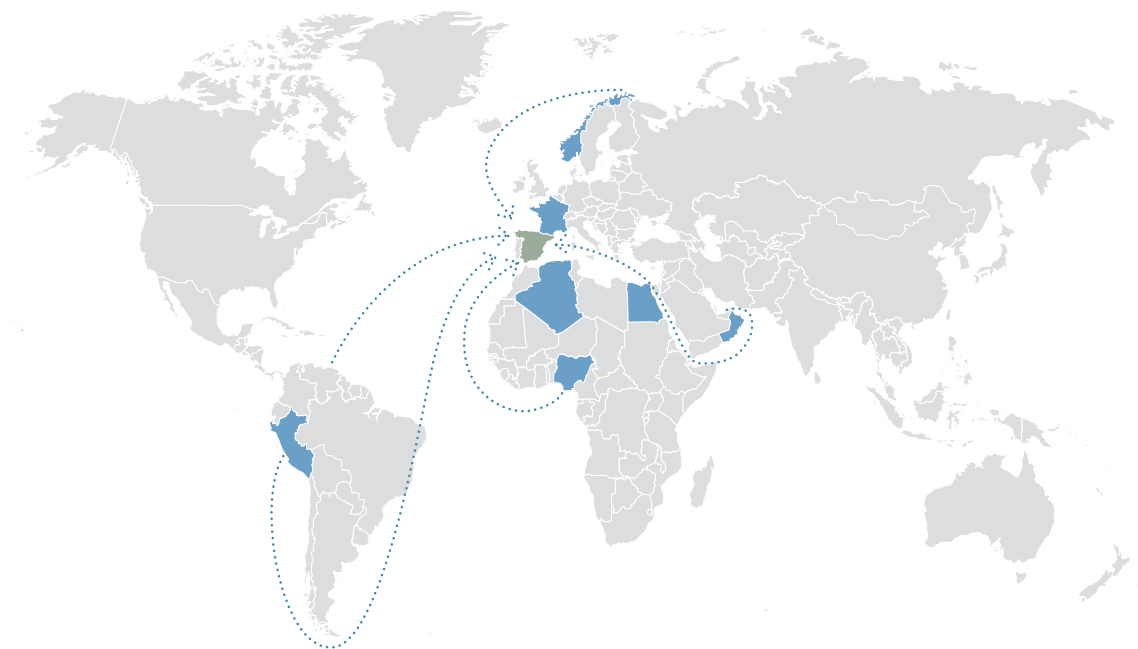
Nº de descargas en 2013	Nigeria	Argelia	Egipto	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Bélgica	Omán	Francia	TOTAL	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	7	18	1	13	2	5	1	1	1	2	51	744
Cartagena		5		11	3	3	2		1		25	817
Huelva	16	19		9	4	2	2				52	731
Bilbao	7			1	12	2	9				31	929
Sagunto	3	27		9		1		1	1		42	710
Mugardos	10			1	5	7	3	1			27	704
TOTAL	43	69	1	44	26	20	17	3	3	2	228	763
Tamaño medio descargado (GWh)	863	532	464	924	863	671	994	725	935	675		

Calidad del GNL en el Sistema

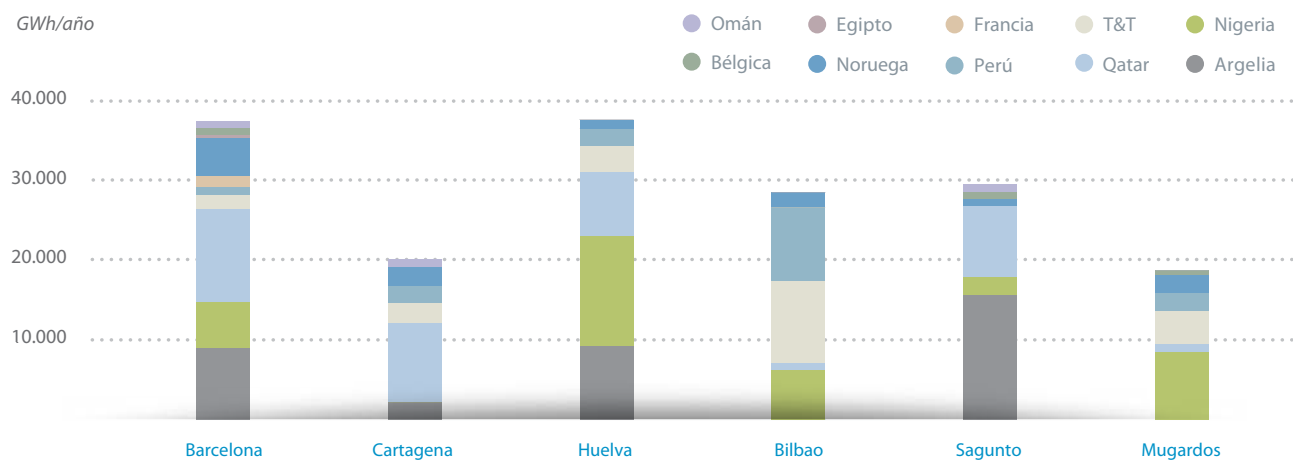
	Nigeria	Argelia	Egipto	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Bélgica	Omán	Francia
PCS másico (KWh/Kg)	15,24	15,07	15,38	15,16	15,40	15,13	15,15	15,28	15,14	15,14
PCS volumétrico (KWh/m³)	6.873	6.837	6.644	6.867	6.597	6.809	6.851	6.711	6.969	6.923
Densidad GNL (Kg/m³)	451	454	432	453	428	450	452	439	460	457

Por orígenes, Argelia fue el país del que se recibió un mayor número de cargamentos, seguido de Qatar y Nigeria.

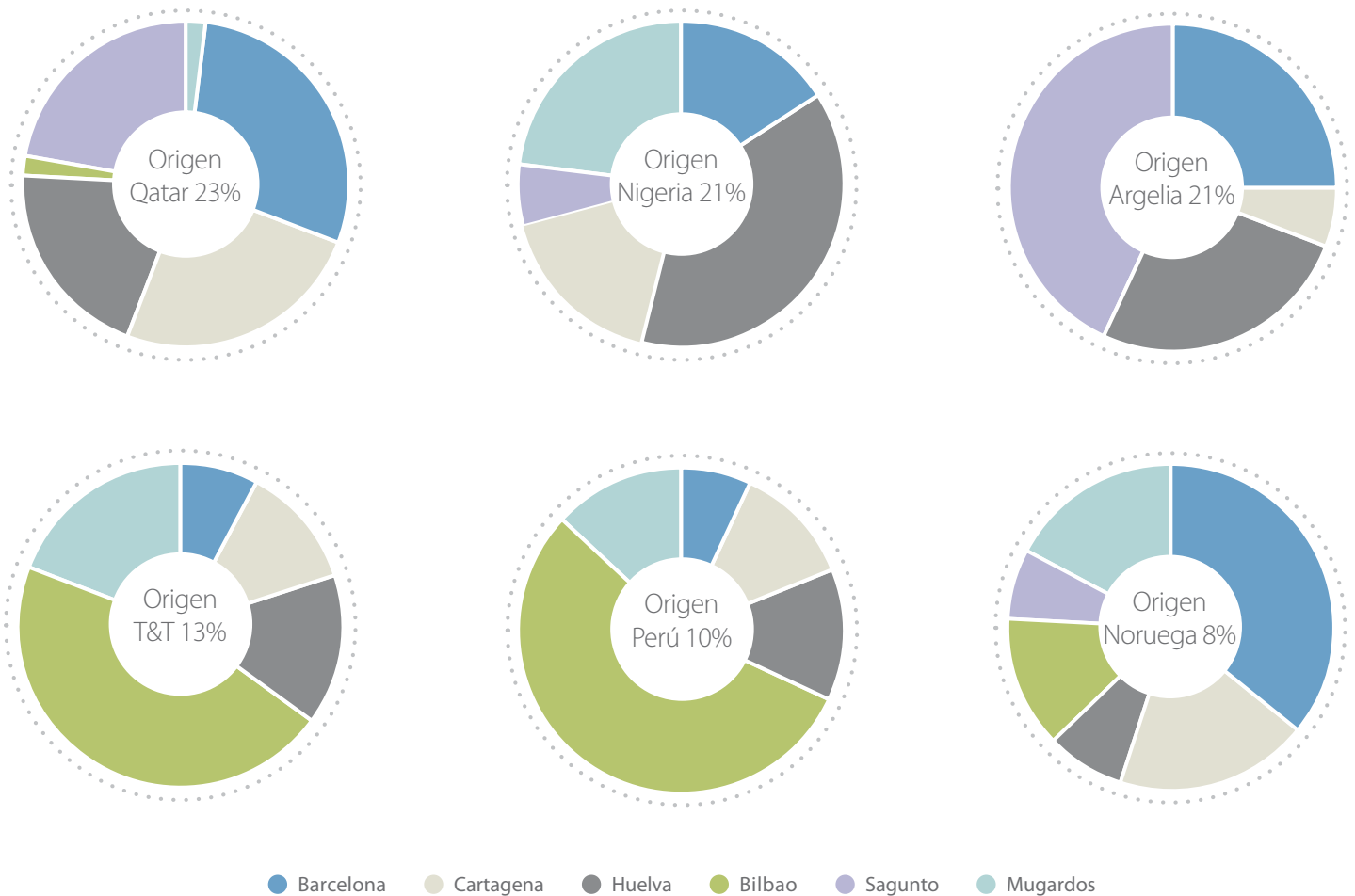
Origen de los suministros



Distribución de los orígenes por planta de regasificación



Plantas de regasificación de destino de GNL desde los principales orígenes



El GNL procedente de Qatar se distribuyó, principalmente, en las plantas de Barcelona, Cartagena, Sagunto y Huelva. El de Nigeria se recibió

mayoritariamente en Huelva y el de Argelia, en Sagunto. Bilbao fue la planta más utilizada por los buques procedentes de Trinidad y Tobago y de Perú.



Buques descargados en las plantas del Sistema

Buque metanero	Tamaño medio buque	Nº de descargas						TOTAL
		Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	
AL AREESH	1039	0	1	0	0	0	0	1
AL DAAYEN	1039	0	1	0	0	0	0	1
AL KHARSAAH	1486	0	0	0	0	1	0	1
AL MARROUNA	1039	1	0	0	0	0	0	1
AL ORAIQ	1439	0	0	0	0	1	0	1
AL THUMAMA	1480	0	0	0	0	1	0	1
ARCTIC AURORA	1062	0	0	0	0	0	1	1
ARCTIC DISCOVERER	959	1	0	0	0	0	0	1
ARCTIC LADY	1008	3	0	0	0	0	0	3
ARCTIC PRINCESS	1008	0	1	1	0	0	0	2
ARCTIC VOYAGER	959	0	1	1	0	0	0	2
BARCELONA KNUITSEN	1188	0	0	0	1	0	0	1
BERGE ARZEW	946	2	1	0	0	2	0	5
BILBAO KNUITSEN	945	0	0	0	2	0	2	4
BLUESKY	998	0	0	0	0	0	1	1
BW SUEZ BOSTON	946	1	0	0	0	0	0	1
CADIZ KNUITSEN	951	3	0	0	0	0	0	3
CASTILLO DE SANTISTEBAN	1189	0	0	1	1	0	0	2
CASTILLO DE VILLALBA	945	0	0	1	1	0	0	2
CATALUNYA SPIRIT	945	1	0	2	0	0	0	3
CHEIKH EL MOKRANI	517	4	3	7	0	9	0	23
CORAL ENERGY	107	0	0	0	0	0	5	5
DUKHAN	925	2	7	2	0	1	0	12

Buque metanero	Tamaño medio buque	Nº de descargas						TOTAL
		Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	
EJNAN	993	1	0	0	0	0	0	1
EXCEL	946	0	0	0	1	0	0	1
FRAIHA	1439	1	0	0	0	0	0	1
FUWAIRIT	945	3	0	0	0	4	0	7
GALICIA SPIRIT	963	1	0	0	0	0	0	1
GDF SUEZ NEPTUNE	993	2	1	3	1	0	0	7
GEMMATA	946	0	0	0	0	1	0	1
GOLAR VIKING	959	1	0	0	0	0	0	1
HISPANIA SPIRIT	962	1	1	0	7	0	0	9
IBERICA KNUITSEN	945	1	2	2	0	1	1	7
IBRA LNG	1008	0	1	0	0	0	0	1
LNG ABUJA	867	1	0	0	0	0	2	3
LNG AKWA IBOM	966	0	0	0	1	0	1	2
LNG BAYELSA	942	0	0	2	0	0	0	2
LNG BENUE	998	0	0	1	0	0	0	1
LNG BONNY	911	1	0	0	0	1	1	3
LNG BORNO	1025	0	0	0	1	0	0	1
LNG EDO	867	0	0	1	0	0	1	2
LNG FINIMA	911	1	0	2	2	1	1	7
LNG IMO	1016	0	0	1	0	0	1	2
LNG JUPITER	993	0	1	0	1	0	0	2
LNG KANO	1016	0	0	0	1	0	0	1
LNG LAGOS	836	0	0	1	0	0	1	2

		Nº de descargas						
Buque metanero	Tamaño medio buque	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	TOTAL
LNG ONDO	1016	0	0	1	0	0	0	1
LNG OYO	962	1	0	0	0	0	0	1
LNG PORT HARCOURT	836	0	0	5	0	0	0	5
LNG PORTOVENERE	445	12	0	10	0	8	0	30
LNG RIVER NIGER	966	0	0	0	0	0	1	1
LNG RIVERS	940	0	0	1	1	0	1	3
LNG SOKOTO	940	0	0	0	1	0	0	1
LOBITO	1099	0	0	0	0	1	0	1
MADRID SPIRIT	945	0	1	1	2	0	3	7
MARAN GAS ASCLEPIUS	993	1	0	0	0	0	0	1
MERIDIAN SPIRIT	1134	1	0	0	0	0	0	1

		Nº de descargas						
Buque metanero	Tamaño medio buque	Barcelona	Cartagena	Huelva	Bilbao	Sagunto	Mugardos	TOTAL
METHANE PRINCESS	945	0	0	0	0	1	0	1
METHANIA	899	1	1	0	0	2	1	5
MOURAD DIDOUCHE	864	0	0	1	0	3	0	4
RAMDANE ABANE	864	2	0	1	0	4	0	7
RIBERA DEL DUERO KNUITSEN	1188	0	0	0	4	0	1	5
SEVILLA KNUITSEN	1188	0	1	0	2	0	0	3
STENA CRYSTALSKY	1189	0	0	1	0	0	0	1
STX FRONTIER	1048	0	1	0	1	0	1	3
UMBAB	993	0	0	2	0	0	0	2
VALENCIA KNUITSEN	1188	1	0	1	0	0	1	3

67 buques metaneros realizaron 228 descargas en el Sistema durante el año 2013

Los buques LNG Portovenere, Cheil el Mokrani y Dukhan destacaron de manera significativa por su elevado número de descargas en las plantas de regasificación del Sistema: 30, 23 y 12, respectivamente.

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2013 acumuló 202 TWh, lo que supuso un incremento del 28% respecto al año anterior. Este crecimiento fue

consecuencia del aumento de las entradas procedentes de Almería y Francia, con crecimientos del 81% y del 25%, respectivamente.

En cuanto a las salidas por las interconexiones, el balance global registró un aumento del 24%, debido al incremento de las exportaciones por Francia, que aumentaron 4.722 GWh.

Movimientos de gas en las conexiones de GN

GWh	2012			2013			Δ saldo s/ 2012
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	
Tarifa GME	79.857	79.857	-	85.176	85.176	-	+7%
Almería MEDGAZ	38.782	38.782	-	70.162	70.162	-	+81%
Francia	35.083	35.328	245	39.248	44.215	4.967	+12%
Portugal	-5.108	3.225	8.333	-3.716	1.924	5.640	-27%
V. Guadalquivir	1.081	1.081	-	728	728	-	-33%
Vallecas Biogás	12	12	-	20	20	-	+73%
TOTAL	149.706	158.285	8.578	191.618	202.225	10.607	28%

El 9 de diciembre de 2013 se alcanzó un nuevo récord histórico de entradas por las conexiones internacionales, con un volumen de gas importado por gasoducto de 691 GWh (sin incluir el gas en tránsito).

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 fijaron algunos 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 16 de mayo de 2013 se establecieron las características del desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la Tarifa de Último Recurso del periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014:

- Productos:

- Gas de Base, 1.500 GWh, cantidad fija mensual de gas natural (250 GWh/mes) desde el 1 de julio de 2013 al 31 de diciembre de 2013. En la anterior subasta, el Gas de Base ascendió a 1.620 GWh, 270 GWh/mes desde el 1 de julio de 2012 al 31 de diciembre de 2012.
- Gas de Invierno, cantidades nominales mensuales de gas natural para los meses de noviembre, diciembre, enero, febrero y marzo del periodo indicado:

GWh		Gas de Invierno				
Año	nov	dic	ene	feb	mar	TOTAL
2013-2014	185	645	645	645	250	2.370
2012-2013	200	700	700	700	270	2.570

- Porcentajes del producto a que corresponde a cada CUR:

	A ₁	Gas de Base (GWh/mes) (1)	Gas de Invierno (GWh/mes) (2)				
			noviembre	diciembre	enero	febrero	marzo
Endesa Energía XXI, S.A.U	10,86%	27,15	20,09	70,05	70,05	70,05	27,16
Gas Natural S.U.R SDG, S.A	74,46%	186,15	137,76	480,26	480,26	480,26	186,14
HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A	2,65%	6,63	4,90	17,09	17,09	17,09	6,63
Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U	0,26%	0,65	0,48	1,68	1,68	1,68	0,65
Madrialeña Suministro de Gas Sur 2010, S.L	11,77%	29,43	21,77	75,92	75,92	75,92	29,43
TOTAL	100,00%	250,00	185,00	645,00	645,00	645,00	250,00

- Precio a ofertar por los participantes de la subasta en €/MWh.
 - El precio resultante de la subasta se revisará de acuerdo con:
 - Gas de Base, trimestralmente y en función de las cotizaciones del crudo Brent (\$/barril), el tipo de cambio \$/€ y la revisión de peajes.
 - Gas de Invierno, como consecuencia de la revisión de los peajes de transporte y distribución, regasificación, descarga de buques y canon de GNL.
 - Repercusión de las modificaciones de los peajes.
- Celebración de la subasta: 18 de junio de 2013.
 - 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 el apartado GTS de la página web de Enagás, donde se añade la información que fuera necesaria para el desarrollo de esta resolución.

En la Resolución de 13 de junio de 2013, de la DGPEyM, se fijaron determinados parámetros de la subasta, entre otros, los precios de final de la primera ronda y la información acerca del exceso de oferta total. Adicionalmente, esta resolución incluyó el procedimiento de reducción del volumen objeto de subasta (VOS) en su anexo confidencial conforme a criterios objetivos, utilizado únicamente en determinadas circunstancias relacionadas con situaciones de insuficiente presión competitiva.

El 18 de junio de 2013, se realizó la octava subasta para la adquisición del gas natural, que se utilizó como referencia para la fijación de la Tarifa de Último Recurso (TUR), correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.

En la Resolución de 30 de septiembre de 2013, 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 2014.

- Gas de Base a adquirir: 1.500 GWh (250 GWh/mes).
- Día de celebración de la subasta: 29 de octubre de 2012.

Posteriormente, en la Resolución de 24 de octubre de 2013, de la DGPEyM, se aprobaron algunos parámetros de la subasta, como el precio final de la primera ronda (38 €/MWh), y se fijaron rangos de exceso de oferta total posibles. Adicionalmente, se incluyó el procedimiento de reducción del volumen objeto de subasta (VOS), contemplados en el anexo confidencial de esta resolución, 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 16 de mayo de 2013.

El 29 de octubre de 2013, se realizó la novena subasta para la adquisición del gas natural, que se utilizó como referencia para la fijación de la Tarifa de Último Recurso (TUR), correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 30 de junio de 2014 para el Gas de Base.

OMEL DIVERSIFICACIÓN, SAU comunicó las cantidades de derechos asignados y el precio resultado de la octava y novena subasta, una vez que la Dirección de Energía de la CNMC confirmó que el proceso se había realizado de forma objetiva, competitiva y no discriminatoria y los resultados fueron validados.

RESULTADOS de la 8ª y 9ª SUBASTA para la adquisición de gas que se utilizará como referencia para la fijación de la TUR en el periodo 1/07/2013 a 30/06/2014

	8ª Subasta jul-13 / jun-14		9ª Subasta ene-14 / jun-14
	Gas de Base	Gas de Invierno	Gas de Base
Fecha de la subasta	18-jun-13		29-oct-13
Cantidad subastada	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%	100 Bloques /100%
Precio de cierre	31,28 €/MWh	32,55 €/MWh	30,99 €/MWh
Número de rondas totales	14	14	13
Cantidad adjudicada	50 Bloques	40 Bloques	100 Bloques /100%
	250 GWh/mes (6 meses)*	nov-13 a mar-14	250 GWh/mes (6 meses)**
Subasta realizada por OMEL	750 GWh	948 GWh/invierno	1.500 GWh
	TOTAL: 1.698 GWh		TOTAL: 1.500 GWh
Número adjudicatarios	Ocho comercializadoras		Diez comercializadoras

*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-13 y el 31-dic-13

**Gas de Base: 1-ene-14 al 30-jun-14

Subastas TUR

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

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

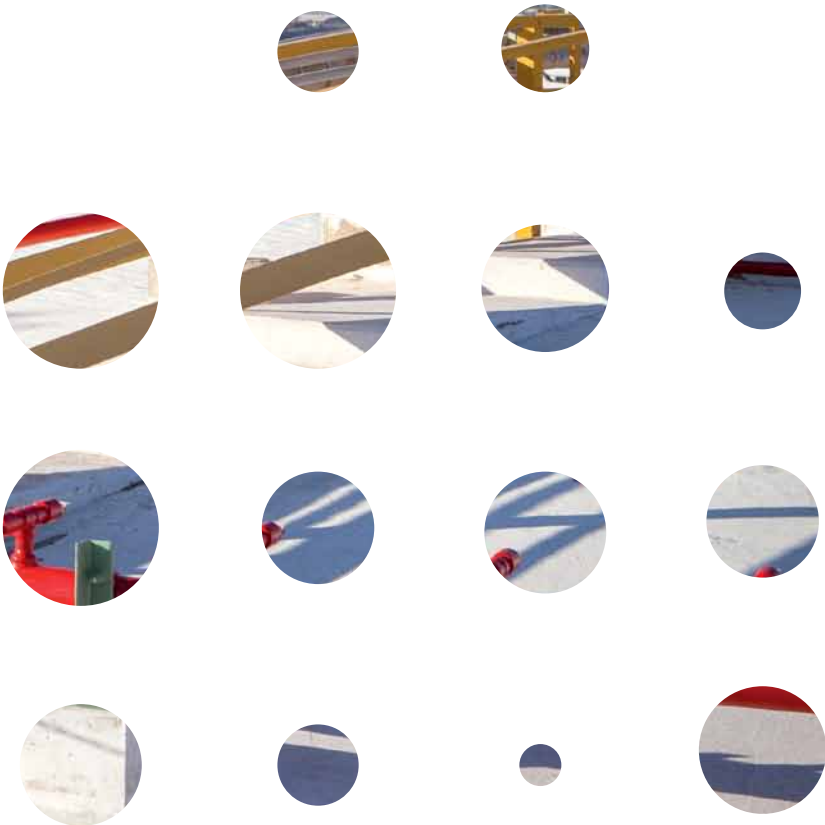
**Gas de Base: 1-ene-11 al 30-jun-11

4ª Subasta		5ª Subasta		6ª Subasta		7ª Subasta
jul-11 / jun-12*		ene-12 / jun-12		jul-12 / jun-13		ene-13 / jun-13
Gas de Base	Gas de Invierno	Gas de Base		Gas de Base	Gas de Invierno	Gas de Base
14-jun-11		25-oct-11		19-jun-12		30-oct-12
100 Bloques /100%		100 Bloques /100%		100 Bloques /100%		100 Bloques /100%
28,80 €/MWh		29,60 €/MWh		33,50 €/MWh		32,31 €/MWh
20		12		25		10
100 Bloques /100%		100 Bloques /100%		85 Bloques		100 Bloques /100%
425 GWh/mes		425 GWh/mes		230 GWh/mes		270 GWh/mes
(6 meses)*		(6 meses)**		(6 meses)*		(6 meses)**
2.550 GWh		2.550 GWh		1.377 GWh		1.620 GWh
TOTAL: 6.595 GWh		TOTAL: 2.550 GWh		TOTAL: 3.561,5 GWh		TOTAL: 1.620 GWh
*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		*Gas de Base para el periodo comprendido entre el 1-jul-12 y el 31-dic-12		**Gas de Base: 1-ene-13 al 30-jun-13



Plantas de regasificación

04



En 2013, España siguió manteniéndose a la cabeza de Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización, como en número de plantas.

Las características globales de las terminales de regasificación presentaron algunas modificaciones a lo largo del año. El 15 de octubre de 2013, dos de los tanques de la Planta de Barcelona (TK-1200A y TK-1200B) dejaron de formar parte del Sistema Gasista, tal y como se reflejaba en la Resolución del 8 de octubre de 2013 de la Dirección General de Política Energética y Minas. Así, a finales de 2013 el número de tanques pasó a ser 24 y el volumen de almacenamiento se redujo en 80.000 m³. Por otro lado, la capacidad del cargadero de cisternas en la terminal de Mugaridos se incrementó en el mes de octubre, pasando de 7 a 10,5 GWh/día.

Características técnicas de las plantas de regasificación

Planta regasificación	Capacidad máxima Vaporización	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
	Nm ³ /h	Nº tanques	m ³ GNL	GWh/día	Nº atraques	m ³ GNL
Barcelona ⁽¹⁾	1.950.000	6	760.000	15	2	87.600 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 ⁽²⁾	800.000	2	300.000	-	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	11	1	260.000
Mugaridos ⁽³⁾	413.000	2	300.000	11	1	216.000
TOTAL SISTEMA	6.863.000	24	3.166.500	66	8	Entre 40.000 y 270.000

(1) En la Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM, se autoriza a la empresa Enagás Transporte, SAU al cierre de los tanques TK-1200A y TK-1200B y sus instalaciones asociadas de la Planta de Regasificación de Barcelona.

(2) Cargadero de cisternas indisponible por las obras de ejecución del tercer tanque de almacenamiento de GNL.

(3) El 8 de octubre de 2013 aumentó la capacidad de carga de cisternas a 0,9 MNm³/día.

La capacidad máxima de vaporización del Sistema se mantuvo en 6.863.000 Nm³/h y se continuó operando con 8 atraques, con capacidad para gestionar descargas de buques metaneros de hasta 270.000 m³.

Durante 2013 no se advirtieron novedades sobre la Planta de Regasificación de El Musel. Su incorporación continúa aplazada conforme a la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012 de 30 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.

Producción en plantas de regasificación

El descenso de la generación eléctrica con ciclos combinados y el incremento de las importaciones a través de las conexiones internacionales con Francia y Argelia provocaron una menor producción desde las plantas de regasificación. En total, supuso una disminución del 34% respecto a 2012.

Producción en plantas de regasificación

(Regasificación + carga de cisternas)

GWh	2012	2013	Δ s/ 2012
Barcelona	57.408	40.223	-30%
Huelva	40.059	26.133	-35%
Cartagena	28.813	15.806	-45%
Bilbao	40.374	29.076	-28%
Sagunto	31.918	16.528	-48%
Mugardos	17.987	15.610	-13%
TOTAL	216.558	143.377	-34%

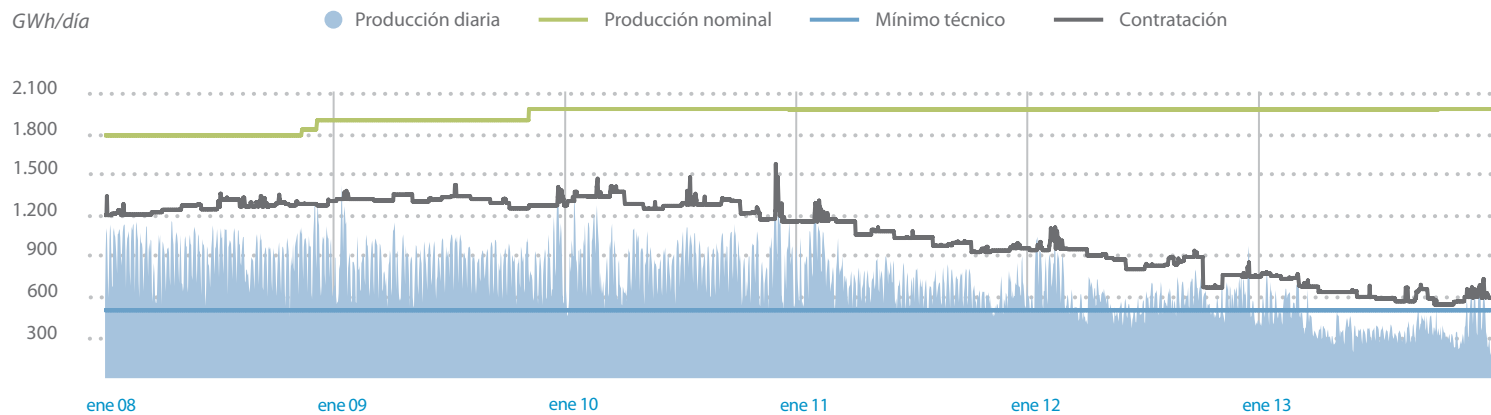
El descenso se registró en todas las plantas del Sistema, aunque fue menos acusado en Mugardos y muy significativo en el resto (entre 11 y 17 TWh en cada una).

La contratación media anual de las plantas fue de 632 GWh/día, muy por debajo de la de años anteriores.

El ratio de utilización de la capacidad contratada respecto a la nominal continuó con la tendencia decreciente de los últimos años y se redujo hasta el 32%.

La producción media de las plantas registró el valor mínimo de los últimos años, con 393 GWh/día.

Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación



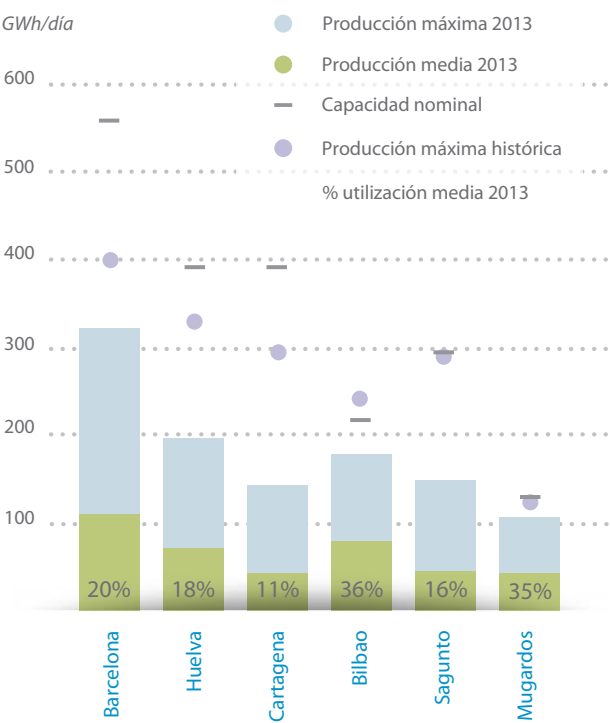
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978	1.978	1.979*
Contratación media anual GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632
% Contratación/Nominal	70%	68%	64%	53%	43%	32%
Máximo % Contratación/Nominal	76%	75%	79%	66%	56%	39%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592	393
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%	62%

*En octubre de 2013 la capacidad nominal pasó de 1.978 a 1.982 GWh/día, lo que representó una media anual de 1.979 GWh/día

En línea con estos datos, los factores de utilización de las terminales españolas, definidos como el cociente entre la producción real y la producción nominal, registraron descensos significativos respecto a años anteriores. El factor de utilización del conjunto de las plantas se situó en un 20%.

Producciones medias y máximas registradas en las plantas de regasificación

(Regasificación + carga de cisternas)



En 2013 aumentó significativamente el número de días en los que 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 de Cartagena, Mugardos, Sagunto y Barcelona. El porcentaje de horas de funcionamiento con estos ritmos de producción se situó en el 98%, 96%, 86% y 84%, respectivamente.

Seguimiento del cumplimiento de los mínimos técnicos

	Mínimo técnico	% horas
	Nm³/h	producción < mín. técnico
Barcelona	450.000	84%
Huelva	300.000	68%
Cartagena	300.000	98%
Bilbao	300.000	49%
Sagunto	200.000	86%
Mugardos	210.000	96%
Total plantas	1.760.000	87%

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. A lo largo del ejercicio de 2013, los trabajos continuaban ejecutándose, por lo que no se produjeron cargas de cisternas en esta terminal.

En cuanto al resto de las plantas, el volumen cargado en 2013 registró un descenso del 13% respecto al año anterior y la cantidad total de energía gestionada se situó en 11.875 GWh. A nivel particular, destacó especialmente el descenso que experimentó la Planta de Huelva (41%).

El resto de terminales mantuvo un nivel similar al del ejercicio anterior, menos la de Mugarodos que aumentó el volumen de energía cargada en cisternas un 42%.

En el mes de octubre de 2013, esta planta incrementó la capacidad de su cargadero de cisternas de 7 a 10,5 GWh/día.

Carga de cisternas en plantas de regasificación

	2012		2013			
	TOTAL GWh	% s/ total 2012	TOTAL GWh	% s/ total 2013	Máx. diario GWh/día	Δ s/2012
Barcelona	2.958	22%	2.822	24%	15	-5%
Huelva	5.060	37%	2.996	25%	16	-41%
Cartagena	2.927	22%	2.745	23%	17	-6%
Bilbao*	0	0%	0	0%	0	-
Sagunto	1.281	9%	1.374	12%	9	7%
Mugarodos	1.366	10%	1.939	16%	11	42%
TOTAL	13.591	100%	11.875	100%	59	-13%

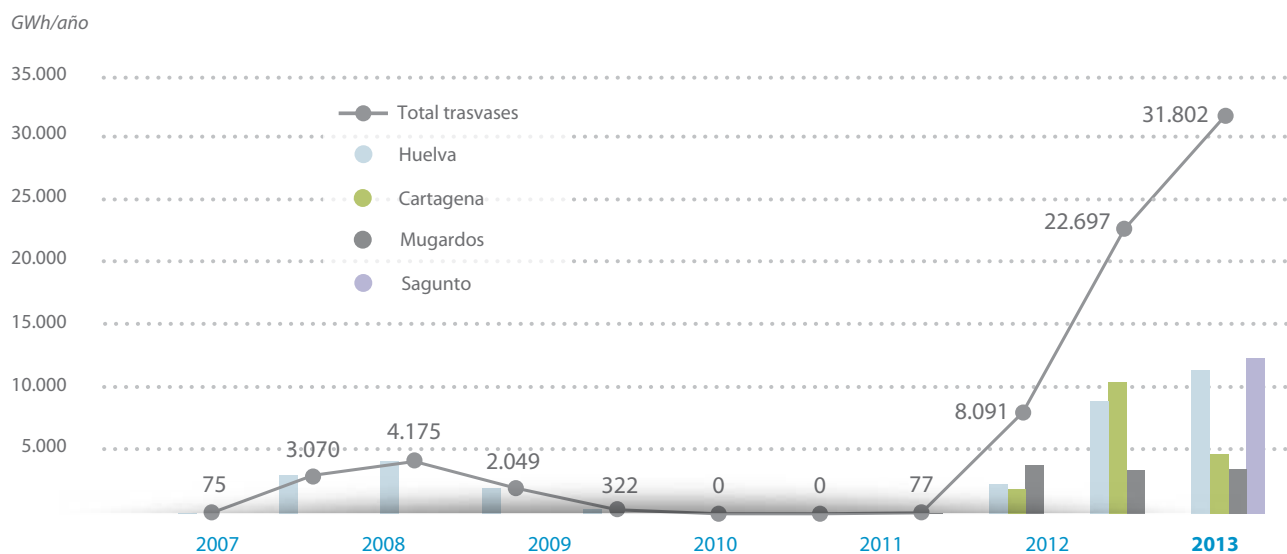
*Cargadero inhabilitado por las obras de construcción del tercer tanque de almacenamiento de GNL

Recargas de GNL en buques metaneros

El año 2013 volvió a destacar por el importante incremento de las operaciones de recarga de GNL en

buques metaneros que realizaron las terminales de Sagunto, Huelva, Cartagena y Mugaridos. En el cómputo global, las operaciones realizadas acumularon 31.802 GWh, una cifra que supera ampliamente el máximo histórico de 22.697 GWh registrado en 2012.

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



*Incluye gassing-up y cool-down

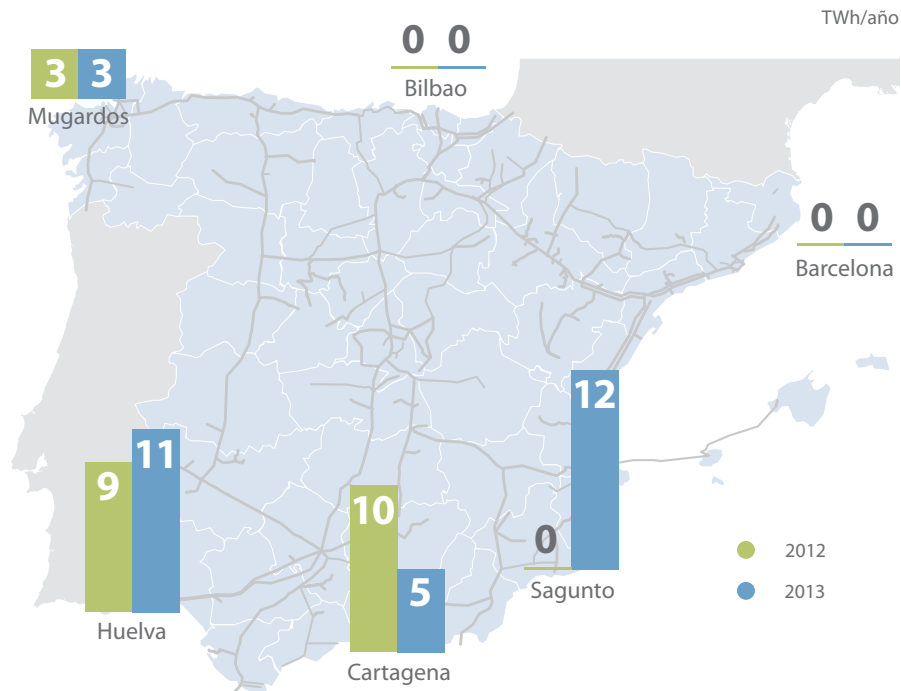
GWh	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Huelva	75	3.070	4.175	2.049	322	0	0	48	2.327	8.877	11.348
Cartagena	0	0	0	0	0	0	0	0	1.903	10.419	4.665
Sagunto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12.294
Mugaridos	0	0	0	0	0	0	0	29	3.862	3.401	3.494
TOTAL	75	3.070	4.175	2.049	322	0	0	77	8.091	22.697	31.802

La terminal que más destacó en este sentido fue la Planta de Sagunto que, por primer año, realizó recargas de GNL y se posicionó como la terminal del Sistema que mayor número de operaciones de este tipo realizó en 2013. Esta planta alcanzó además el máximo volumen anual cargado en una terminal.

La Planta de Huelva alcanzó también su máximo histórico desde que se iniciaron estas operaciones en el año 1997.

Por otro lado, la Planta de Cartagena experimentó un importante descenso (55%) con respecto a 2012 en el total de energía recargada.

Operaciones de recarga de GNL en plantas de regasificación



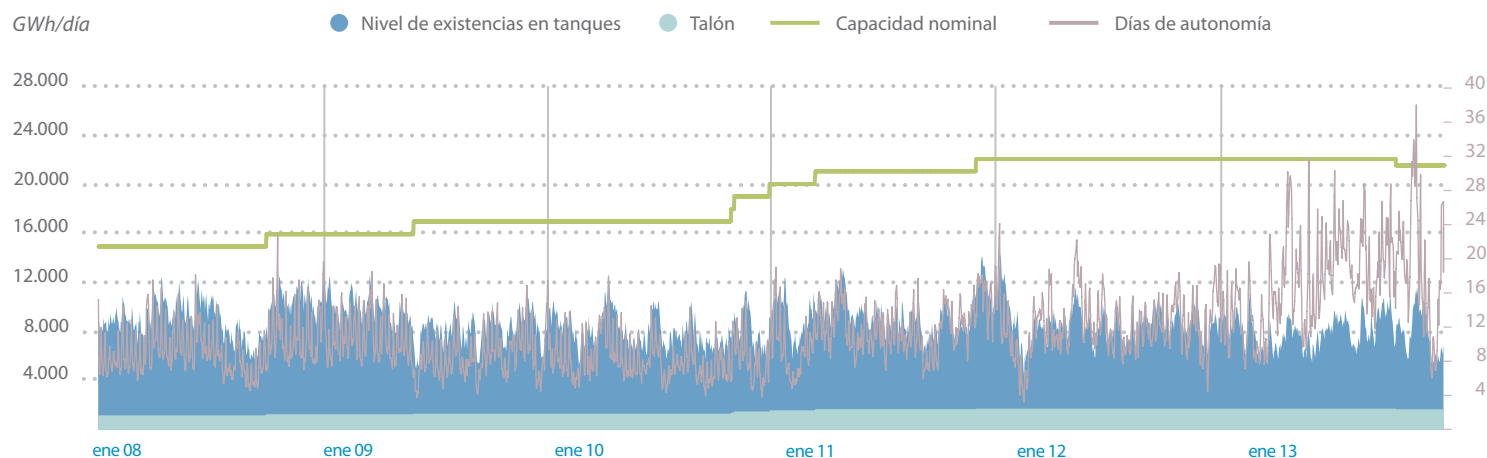
*Incluye gassing-up y cool-down

Existencias de GNL en tanques de almacenamiento

Durante 2013, las existencias medias de gas en los tanques de GNL alcanzaron el 37% de la capacidad total de almacenamiento, un 2% menos que en 2012.

En este sentido, cabe destacar que el descenso de las necesidades de 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 2013, hasta situarse en una media anual de 16 días de autonomía y de 10 días de contratación almacenados.

Evolución de las existencias de GNL en tanques de almacenamiento



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nivel medio de existencias (GWh)	9.402	9.002	8.166	9.462	8.741	8.086
% medio de llenado en tanques	61%	54%	47%	45%	39%	37%
Nº medio de días de contratación almacenados	6	6	5	7	8	10
Promedio días de autonomía	9	9	8	11	12	16
(Existencias útiles/producción)						

Las existencias medias diarias de GNL en tanques se situaron en 8.086 GWh en el año 2013, 654 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 la Planta de Cartagena registró una mayor disminución (32%). La excepción fue la Planta de Regasificación de Huelva que experimentó un incremento del 7%.

Durante el invierno 2012-2013, 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.

En el invierno 2013-2014, se operó siguiendo las reglas aprobadas en la Resolución de 8 de octubre de 2013, de aplicación desde 1 de noviembre de ese año hasta el 31 de marzo de 2014.

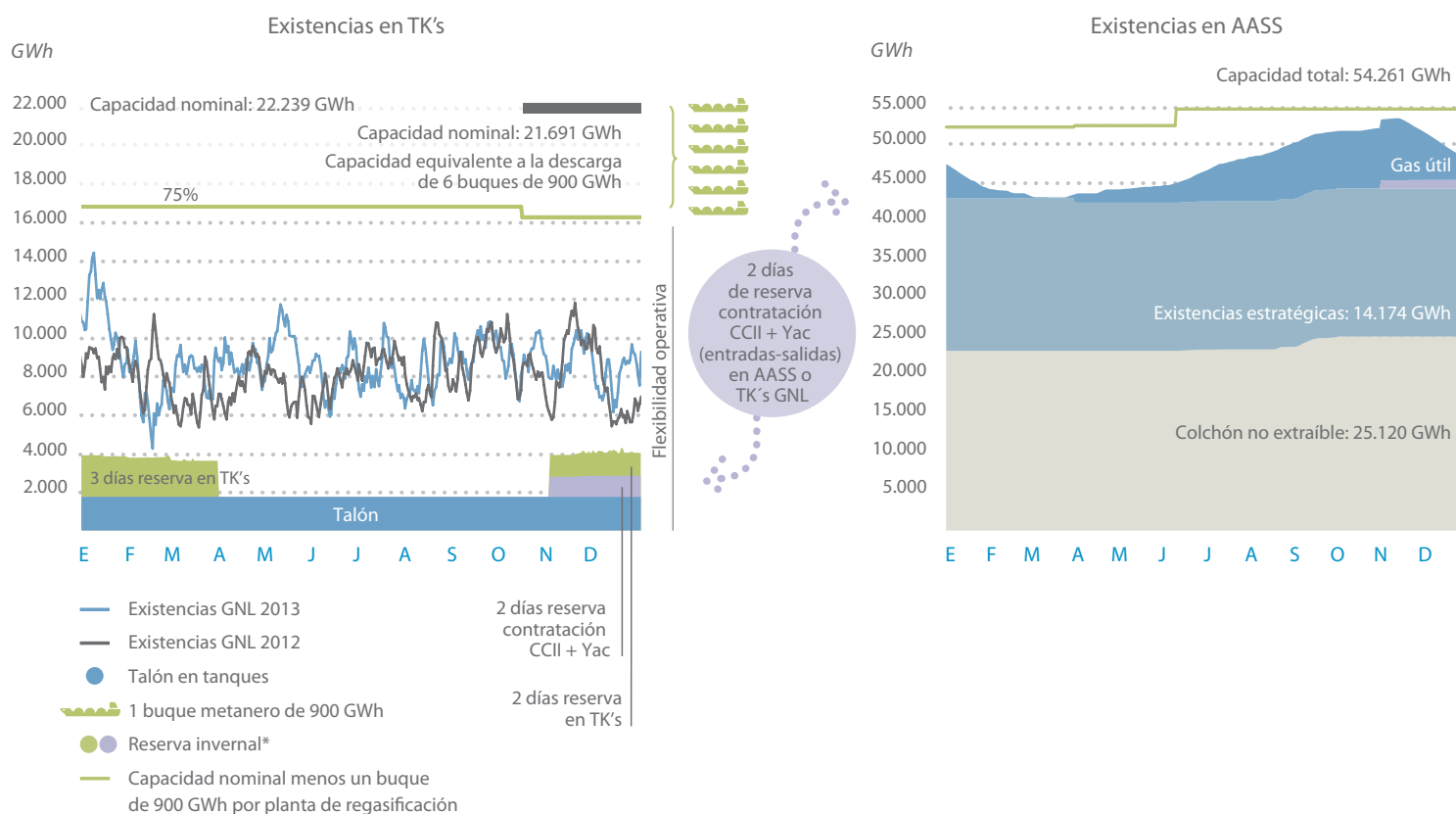
Nivel medio de existencias en tanques de almacenamiento de GNL

GWh	2012			2013			
	CAPACIDAD NOMINAL 2012	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	CAPACIDAD NOMINAL 2013	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Δ Existencias s/ 2012
Barcelona*	5.754	2.110	37%	5.206	2.099	40%	-0,5%
Huelva	4.244	1.574	37%	4.244	1.681	40%	+7%
Cartagena	4.021	1.560	39%	4.021	1.058	26%	-32%
Bilbao	2.055	1.178	57%	2.055	1.170	57%	-1%
Sagunto	4.110	1.300	32%	4.110	1.135	28%	-13%
Mugardos	2.055	1.020	50%	2.055	943	46%	-8%
TOTAL	22.239	8.741	39%	21.691	8.086	37%	-7%

*Descenso de la capacidad nominal con respecto al año 2012 debido al cierre de dos tanques (TK-1200A y TK-1200B) de 40.000 m³ cada uno

Estas reglas invernales establecen obligaciones tanto para el GTS como para las comercializadoras, con el objetivo de garantizar el suministro de gas natural durante el periodo invernal.

Gestión global de existencias de GNL en el Sistema



*En la Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM, se aprueba el plan de actuación invernal para la operación del Sistema Gasista de aplicación desde el 1 de noviembre de ese año hasta el 31 de marzo de 2014. Esta resolución establece como novedad respecto al año anterior:

Regla 1ª. Existencias mínimas de GNL:

- 2 días de capacidad de regasificación y carga de cisternas en el conjunto de plantas de regasificación del Sistema.
- 2 días de la capacidad contratada de entrada por conexiones internacionales y yacimientos nacionales del Sistema (entradas-salidas).

El 19 de marzo de 2013, coincidiendo con el final de una "Ola de Frío" declarada desde el día 12 de marzo, las existencias de GNL alcanzaron su mínimo anual, 5.364 GWh, equivalentes al 25% de la capacidad de almacenamiento.

El máximo nivel de llenado del año se alcanzó el 18 de noviembre de 2013 y correspondió a 11.839 GWh, equivalentes al 55% de la capacidad total de almacenamiento.

Desvíos de buques por declaración de Situación de Operación Excepcional

A lo largo de 2013 se realizó el desvío de cinco buques metaneros: dos hacia la Planta de Barcelona y uno hacia las terminales de Cartagena, Mugaros y Huelva.

Los desvíos se produjeron para garantizar el cumplimiento del mínimo técnico de producción de la Planta de Barcelona y por condiciones meteorológicas y operaciones de mantenimiento en la Planta de Bilbao. Se pusieron en conocimiento del sector mediante la publicación de las Notas de Operación nº 2/2013, nº 4/2013 y nº 7/2013. Requerieron la modificación de la programación prevista en las plantas de regasificación, pero se llevaron a cabo sin afección a ningún usuario final y atendiendo con normalidad toda la demanda programada.

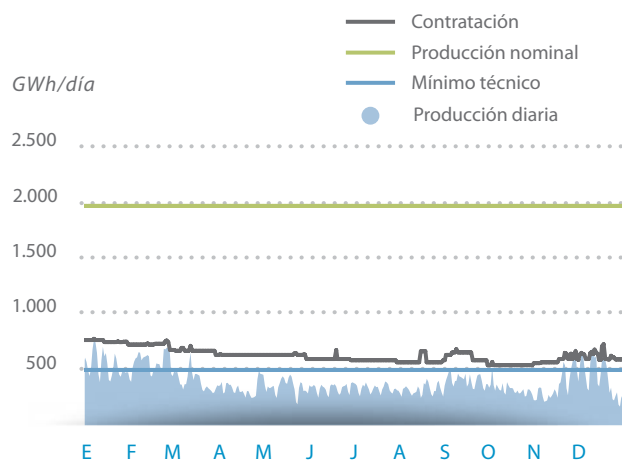


Actividad en plantas de regasificación en 2013

Niveles diarios existencias en tanques de GNL



Producciones diarias plantas



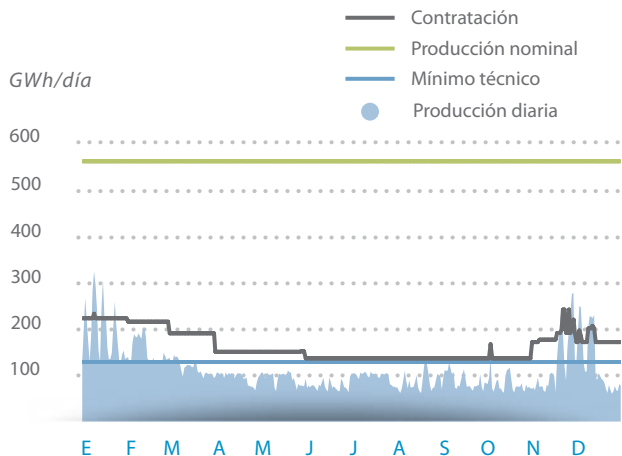
			Ene-13	Dic-13	
Buques GNL	Descargas	GWh	173.943		
		nº buques	228		
	Cargas	GWh	31.802		
		nº buques	50		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	3.246.500	3.166.500	
		GWh	22.239	21.691	
		Talón (7,8%) m³ GNL (T)	254.205	247.005	
	Existencias medias	GWh	8.086		
	TK's (Ex)				
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día		584	
	Cisternas	GWh/día		48	
	% medio contratado vs. nominal			32%	
	% utilización media contratación			62%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Mínimo técnico	GWh/día	500	500	
	Total (A)	m³ GNL/día	288.810	289.319	
	Nominal		GWh/día	1.978	1.982
		Vaporización	1.000 Nm³/h	6.863	6.863
			GWh/día	1.916	1.916
	Diaria	Cisternas	GWh/día	62,8	66,3
		RÉCORD	GWh/día	1.421	09/01/2009
		máxima (B)	GWh/día		775
		media (C)	GWh/día		393
		mínima	GWh/día		169
PRODUCCIÓN periodo		GWh	143.377		
Días de autonomía			16 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		punta (B/A)	39%	39%	
		medio (C/A)	20%	20%	

Actividad en Planta de Barcelona

Niveles diarios existencias en tanques de GNL

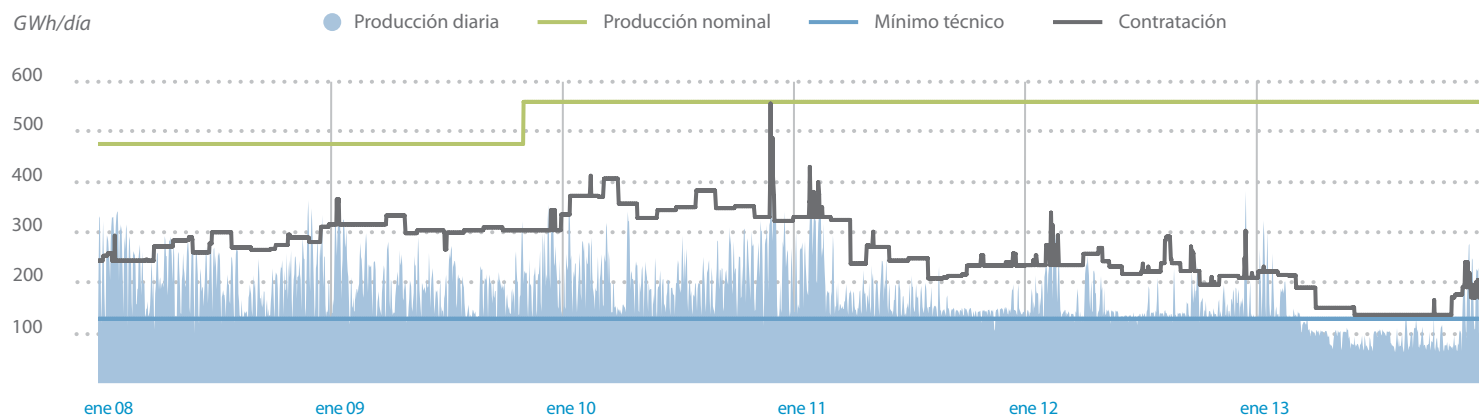


Producciones diarias planta



			Ene-13	Dic-13	
Descargas			GWh	37.921	
Buques GNL			nº buques	51	
Cargas			GWh	0	
			nº buques	0	
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	840.000	760.000	
		GWh	5.754	5.206	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	75.600	68.400	
		Existencias medias	GWh	2.099	
		TK's (Ex)			
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	152		
	Cisternas	GWh/día	12		
	% medio contratado vs. nominal		29%		
	% utilización media contratación		66%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	128	128
		Total (A)	GWh/día	559	559
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.950	1.950
			GWh/día	544	544
		Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	400	30/11/2010
		máxima (B)	GWh/día	323	
		media (C)	GWh/día	110	
		mínima	GWh/día	60	
	PRODUCCIÓN periodo		GWh	40.223	
Días de autonomía			14 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		punta (B/A)	58%	58%	
		medio (C/A)	20%	20%	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Barcelona



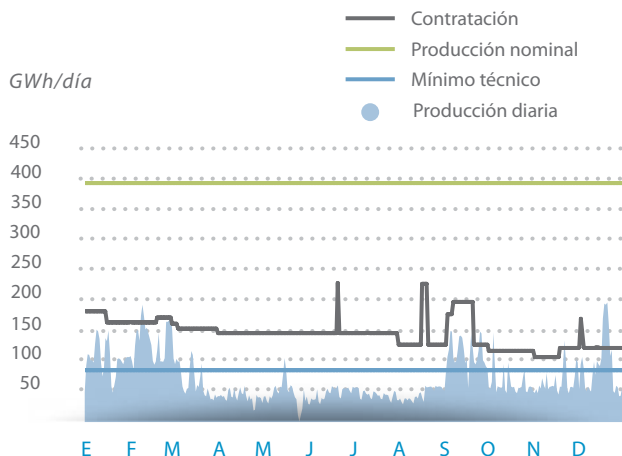
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559	559
Contratación media anual GWh/día	271	310	355	261	231	164
% Contratación/Nominal	57%	63%	63%	47%	41%	29%
Máximo % Contratación/Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%
Producción media GWh/día	210	197	211	171	157	110
Uso medio de la contratación %	78%	64%	60%	66%	68%	66%

Actividad en Planta de Huelva

Niveles diarios existencias en tanques de GNL



Producciones diarias planta

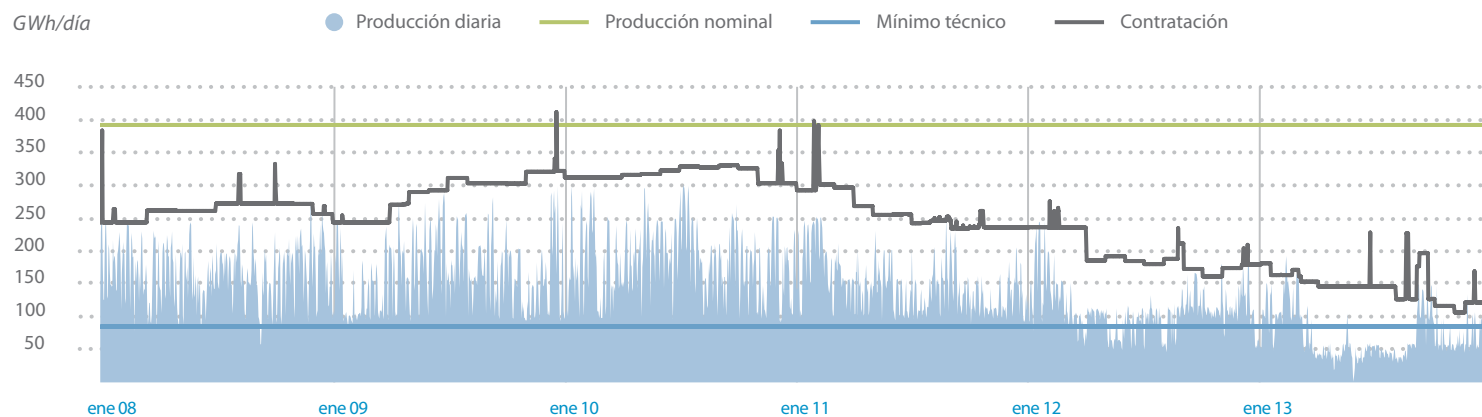


Ene-13

Dic-13

Descargas		GWh	38.017
Buques GNL		nº buques	52
Cargas		GWh	11.348
		nº buques	14
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	619.500
		GWh	4.244
	Talón (9%) m³ GNL (T)		55.755
	Existencias medias TK's (Ex)	GWh	1.681
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	130
	Cisternas	GWh/día	15
	% medio contratado vs. nominal		37%
	% utilización media contratación		50%
PRODUCCIÓN FÍSICA	Mínimo técnico	GWh/día	85
	Total (A)	GWh/día	392
	Vaporización	1.000 Nm³/h	1.350
		GWh/día	377
			15,1
	Cisternas	GWh/día	15,1
	RÉCORD	GWh/día	330
	Diaria	máxima (B)	196
		media (C)	72
		mínima	1
	PRODUCCIÓN periodo		26.133
Días de autonomía			18 días
RATIO UTILIZACIÓN planta		punta (B/A)	50%
		medio (C/A)	18%

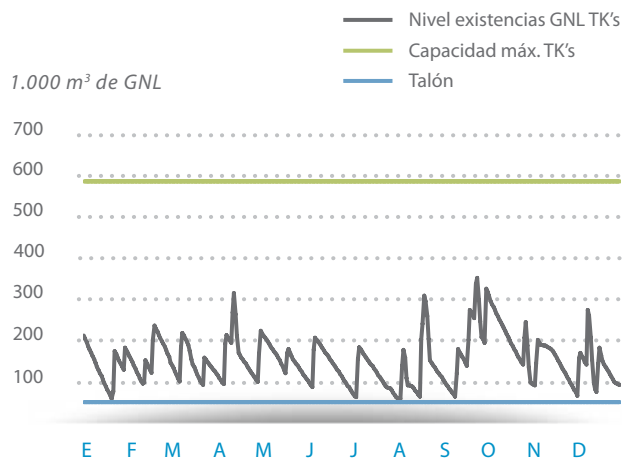
Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva



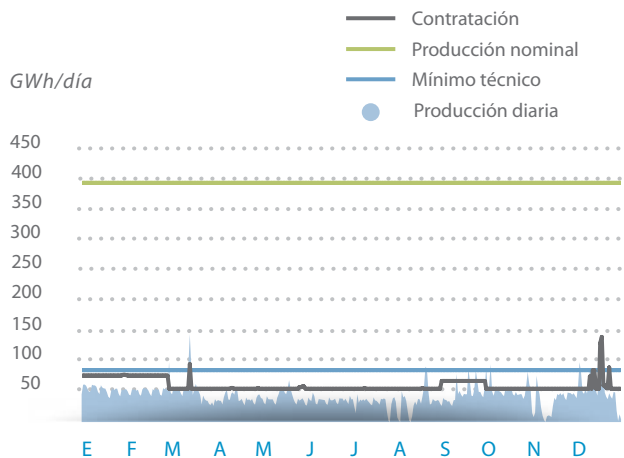
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	263	288	318	260	195	145
% Contratación/Nominal	67%	73%	81%	66%	50%	37%
Máximo % Contratación/Nominal	98%	105%	98%	101%	70%	58%
Producción media GWh/día	167	164	185	149	109	72
Uso medio de la contratación %	64%	57%	58%	57%	56%	50%

Actividad en Planta de Cartagena

Niveles diarios existencias en tanques de GNL

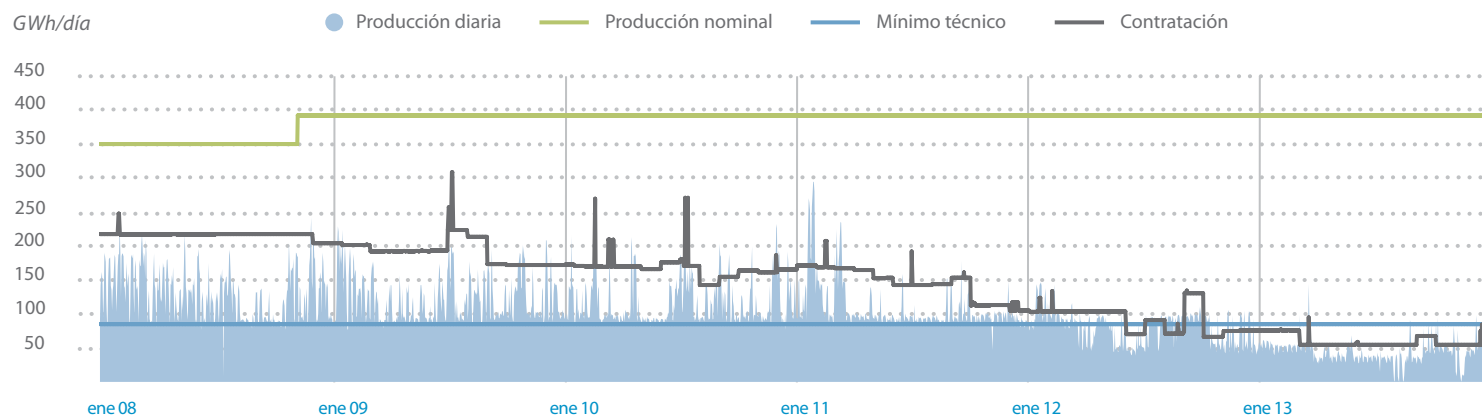


Producciones diarias planta



			Ene-13	Dic-13	
Buques GNL	Descargas	GWh	20.415		
		nº buques	25		
	Cargas	GWh	4.665		
		nº buques	6		
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	587.000	587.000	
		GWh	4.021	4.021	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	52.830	52.830	
	Existencias medias TK's (Ex)	GWh	1.058		
	Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	50	
Cisternas		GWh/día	10		
% medio contratado vs. nominal			15%		
% utilización media contratación			73%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	85	85
		Total (A)	GWh/día	392	392
		Vaporización	1.000 Nm³/h	1.350	1.350
			GWh/día	377	377
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15,1	15,1
		RÉCORD	GWh/día	295	27/01/2011
		máxima (B)	GWh/día	144	
		media (C)	GWh/día	43	
		mínima	GWh/día	0	
		PRODUCCIÓN periodo	GWh	15.806	
Días de autonomía			16 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		punta (B/A)	37%	37%	
		medio (C/A)	11%	11%	

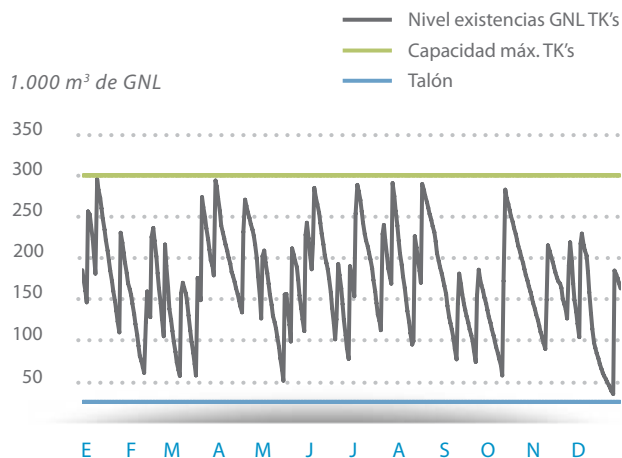
Evolución de la producción y contratación en la Planta de Cartagena



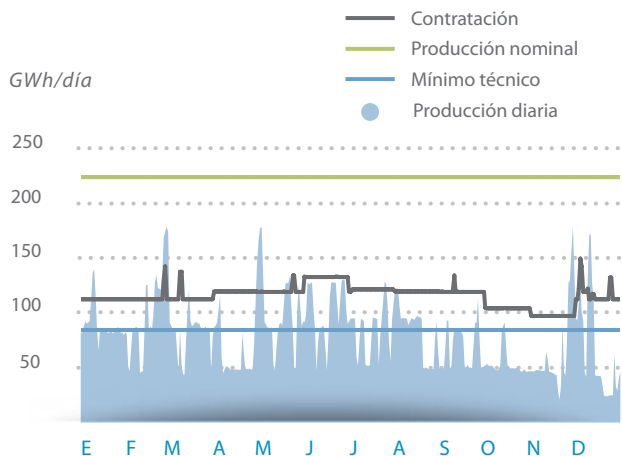
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392	392
Contratación media anual GWh/día	216	193	167	145	92	60
% Contratación/Nominal	61%	49%	43%	37%	23%	15%
Máximo % Contratación/Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%
Producción media GWh/día	129	122	116	108	80	43
Uso medio de la contratación %	60%	64%	70%	75%	88%	73%

Actividad en Planta de Bilbao

Niveles diarios existencias en tanques de GNL

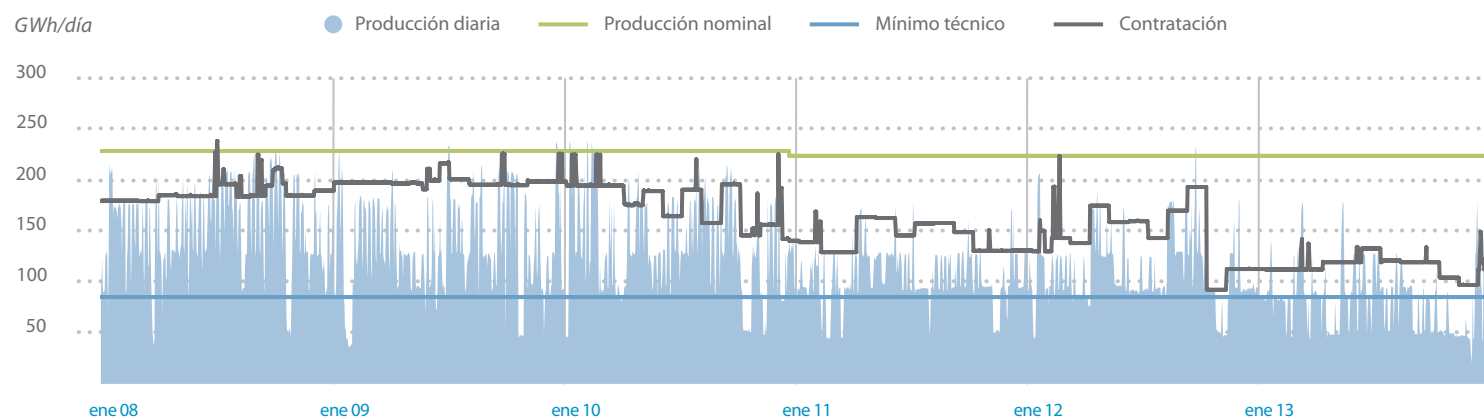


Producciones diarias planta



			Ene-13	Dic-13	
Descargas			GWh	28.794	
Buques GNL			nº buques	31	
Cargas			GWh	0	
			nº buques	0	
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000	300.000	
		GWh	2.055	2.055	
		Talón (9%) m³ GNL (T)	27.000	27.000	
		Existencias medias	GWh	1.170	
		TK's (Ex)			
Información CONTRATACIÓN	valor medio	Regasificación	GWh/día	116	
		Cisternas	GWh/día	0	
		% medio contratado vs. nominal		52%	
		% utilización media contratación		69%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	85	85
		Total (A)	GWh/día	223	223
		Vaporización	1.000 Nm³/h	800	800
			GWh/día	223	223
		Cisternas	GWh/día	0,0	0,0
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	238	06/01/2010
		máxima (B)	GWh/día	178	
		media (C)	GWh/día	80	
		mínima	GWh/día	21	
		PRODUCCIÓN periodo		GWh	29.076
Días de autonomía			12 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta			punta (B/A)	80%	80%
			medio (C/A)	36%	36%

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Bilbao

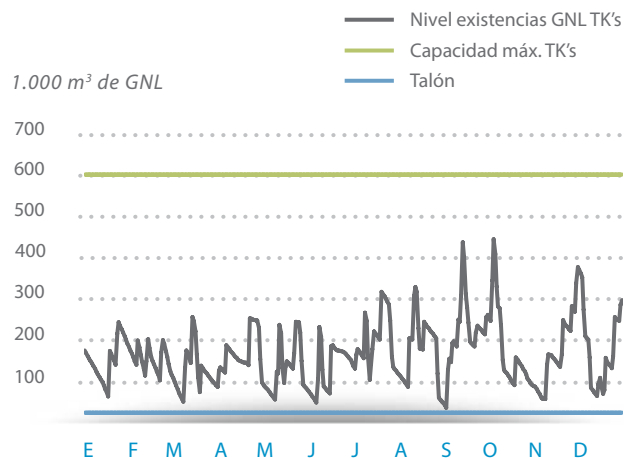


	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223*	223	223
Contratación media anual GWh/día	187	199	176	144	145	116
% Contratación/Nominal	82%	87%	77%	65%	65%	52%
Máximo % Contratación/Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110	80
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%	69%

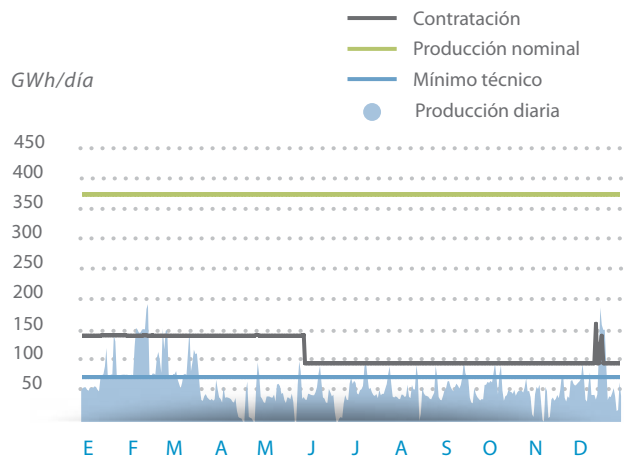
*Descenso de 5 GWh/día en la capacidad nominal debido al desmantelamiento del cargadero de cisternas por las obras de ejecución del tercer tanque de almacenamiento de GNL

Actividad en Planta de Sagunto

Niveles diarios existencias en tanques de GNL

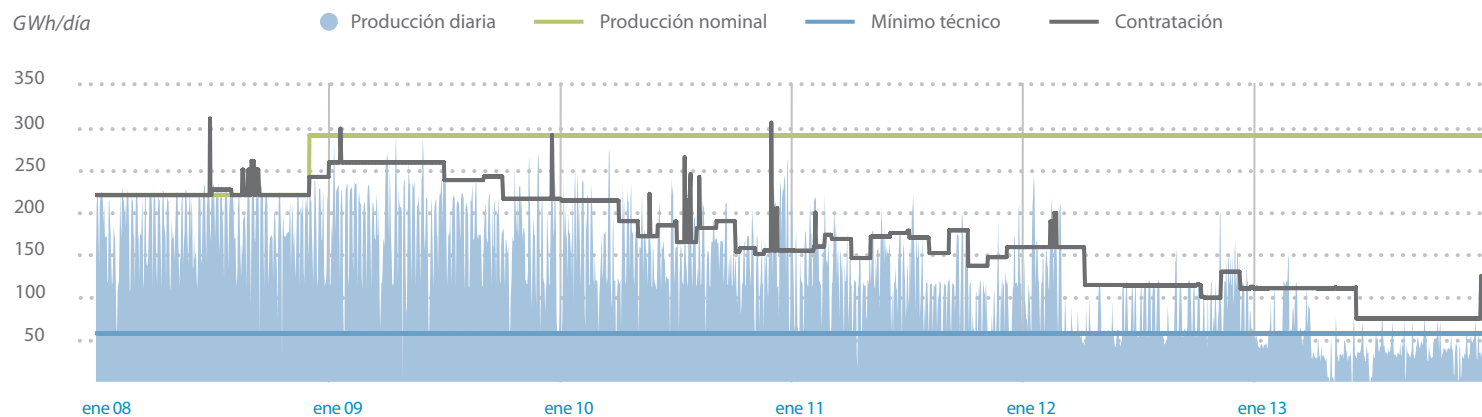


Producciones diarias planta



			Ene-13	Dic-13
Buques GNL	Descargas	GWh	29.831	
		nº buques	42	
	Cargas	GWh	12.294	
		nº buques	16	
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	600.000	600.000
		GWh	4.110	4.110
	Talón (4,17%) m³ GNL (T)		25.020	25.020
	Existencias medias TK's (Ex)	GWh	1.135	
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	85	
	Cisternas	GWh/día	5	
	% medio contratado vs. nominal		31%	
	% utilización media contratación		51%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Mínimo técnico	GWh/día	57	57
	Total (A)	GWh/día	290	290
	Vaporización	1.000 Nm³/h	1.000	1.000
		GWh/día	279	279
	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5
	RÉCORD	GWh/día	292	16/04/2009
	máxima (B)	GWh/día	150	
	media (C)	GWh/día	45	
	mínima	GWh/día	0	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	16.528	
Días de autonomía			21 días	
RATIO UTILIZACIÓN planta			punta (B/A)	52%
			medio (C/A)	16%

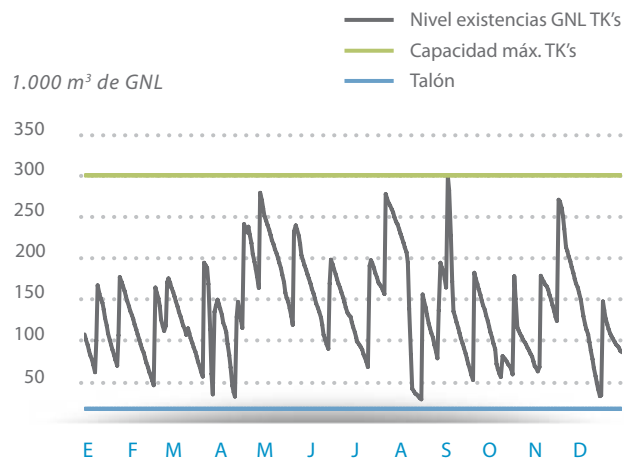
Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto



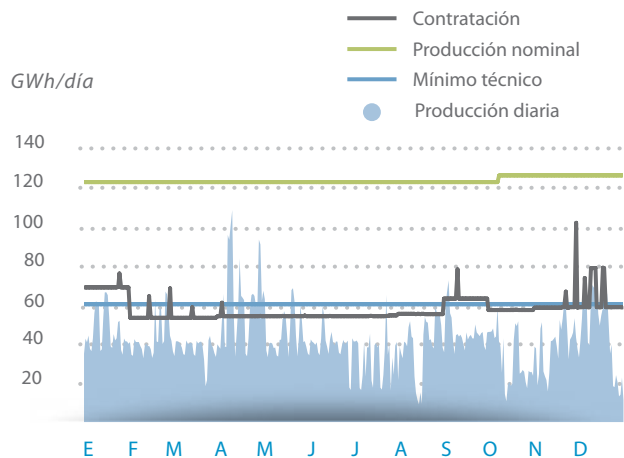
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290	290
Contratación media anual GWh/día	224	243	184	160	125	90
% Contratación/Nominal	99%	84%	63%	55%	43%	31%
Máximo % Contratación/Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%
Producción media GWh/día	182	179	154	118	87	45
Uso medio de la contratación %	81%	74%	85%	73%	70%	51%

Actividad en Planta de Mugaridos

Niveles diarios existencias en tanques de GNL

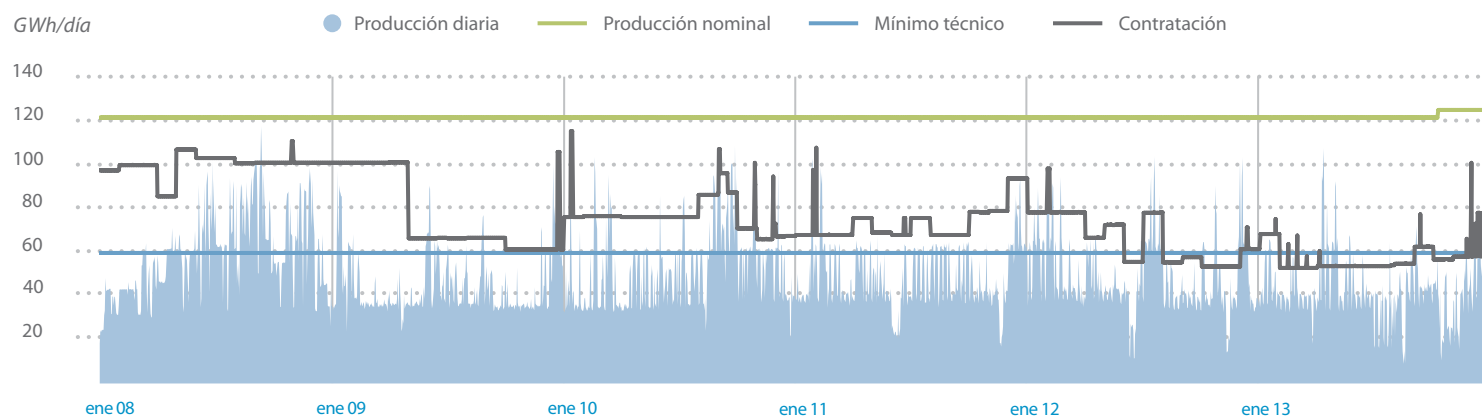


Producciones diarias planta



			Ene-13	Dic-13	
Descargas			GWh	18.964	
Buques GNL			nº buques	27	
Cargas			GWh	3.494	
			nº buques	14	
Almacenamiento tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000	300.000	
		GWh	2.055	2.055	
		Talón (6%) m³ GNL (T)	18.000	18.000	
		Existencias medias	GWh	943	
		TK's (Ex)			
Información CONTRATACIÓN valor medio	Regasificación	GWh/día	51		
	Cisternas	GWh/día	7		
	% medio contratado vs. nominal		47%		
	% utilización media contratación		74%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Mínimo técnico	GWh/día	60	60
		Total (A)	GWh/día	122	126
		Vaporización	1.000 Nm³/h	413	413
			GWh/día	115	115
		Cisternas	GWh/día	7,0	10,5
	Diaria	RÉCORD	GWh/día	118	11/09/2008
		máxima (B)	GWh/día	108	
		media (C)	GWh/día	43	
		mínima	GWh/día	9	
		PRODUCCIÓN periodo		GWh	15.610
Días de autonomía			19 días		
RATIO UTILIZACIÓN planta		punta (B/A)	88%	86%	
		medio (C/A)	35%	35%	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Mugar dos



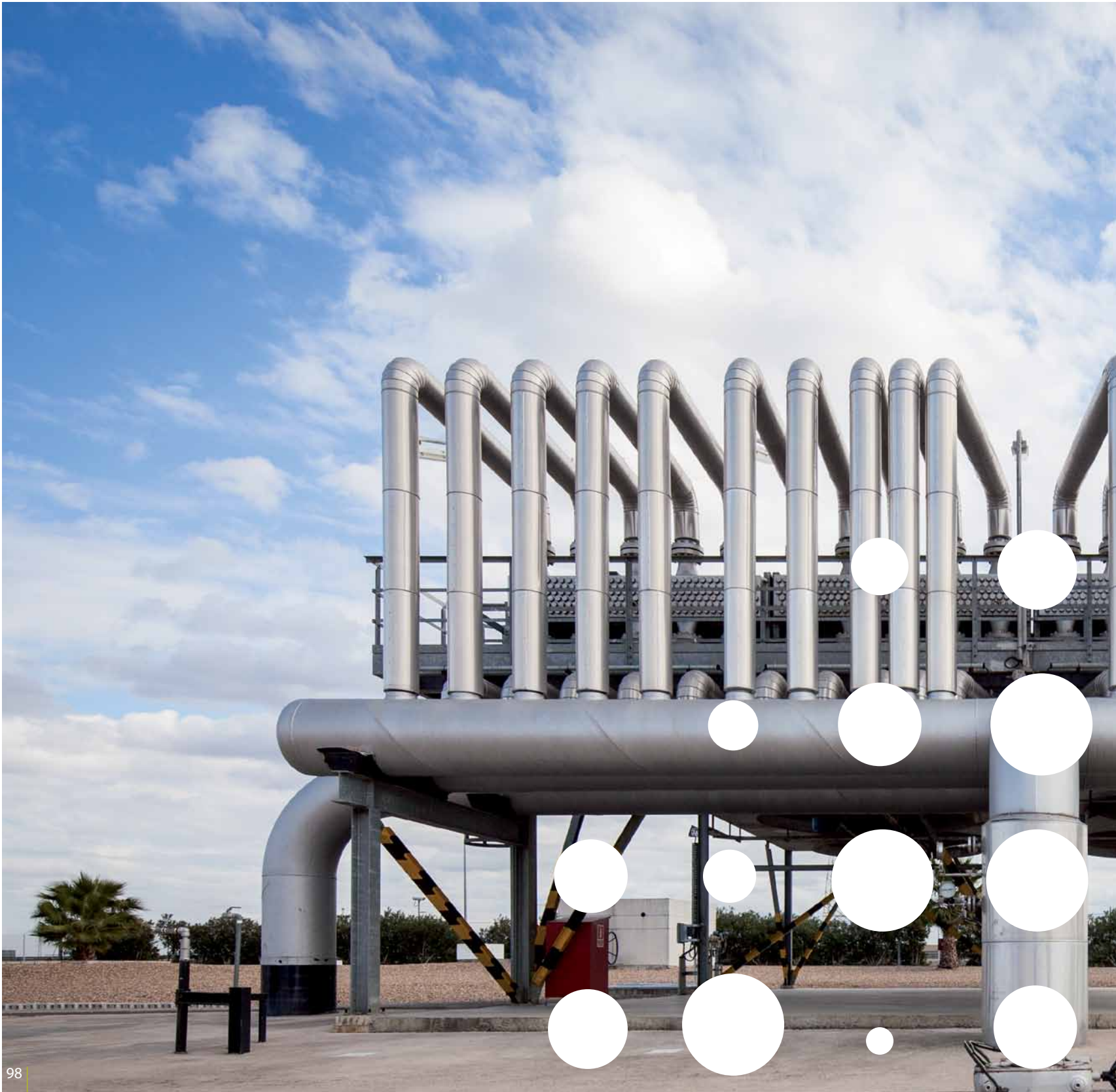
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	122	122	122	122	122	123*
Contratación media anual GWh/día	101	77	77	74	66	58
% Contratación/Nominal	82%	63%	63%	60%	54%	47%
Máximo % Contratación/Nominal	91%	87%	95%	89%	81%	81%
Producción media GWh/día	59	44	53	49	49	43
Uso medio de la contratación %	59%	60%	68%	66%	74%	74%

*En octubre de 2013 la capacidad nominal pasó de 122 a 126 GWh/día, lo que representó una media anual de 123 GWh/día

Registro de producciones en plantas de regasificación

		2002	2003	2004	2005
BARCELONA	A	Producción anual - GWh/año	69.872	71.247	79.315
	B	Producción máxima - GWh/día	326,2	336,0	321,0
		Fecha del máximo	10-ene-02	19-feb-03	23-nov-04
	C = A/365	Producción media diaria - GWh/día	191	195	217
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,70	1,72	1,48
HUELVA	A	Producción anual - GWh/año	33.374	37.515	29.833
	B	Producción máxima - GWh/día	129,7	144,8	194,2
		Fecha del máximo	20-feb-02	30-jun-03	22-dic-04
	C = A/365	Producción media diaria - GWh/día	91	103	82
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,42	1,41	2,38
CARTAGENA	A	Producción anual - GWh/año	43.100	59.276	61.649
	B	Producción máxima - GWh/día	129,7	222,9	211,4
		Fecha del máximo	18-oct-02	18-feb-03	02-mar-04
	C = A/365	Producción media diaria - GWh/día	118	162	168
	B/C	Factor de carga: máxima/media	1,10	1,37	1,26
BILBAO	A	Producción anual - GWh/año		7.308	30.166
	B	Producción máxima - GWh/día		88,0	189,0
		Fecha del máximo		11-sep-03	11-nov-04
	C = A/365	Producción media diaria - GWh/día		51	82
	B/C	Factor de carga: máxima/media		1,73	2,29
SAGUNTO	A	Producción anual - GWh/año			38.441
	B	Producción máxima - GWh/día			222,4
		Fecha del máximo			21-dic-05
	C = A/365	Producción media diaria - GWh/día			105
	B/C	Factor de carga: máxima/media			2,11
MUGARDOS	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	2013
72.541	70.013	77.601	72.391	77.423	62.540	57.408	40.223
349,9	369,2	363,4	354,1	400,4	338,4	381,3	323,1
12-ene-06	18-dic-07	27-nov-08	10-dic-09	30-nov-10	26-ene-11	12-dic-12	09-ene-13
199	192	212	198	212	171	157	110
1,76	1,92	1,71	1,79	1,89	1,98	2,43	2,93
62.344	58.468	61.101	59.997	67.620	54.296	40.059	26.133
330,5	323,2	277,3	297,9	301,3	252,3	245,5	196,1
21-dic-06	21-mar-07	27-nov-08	21-dic-09	06-jul-10	24-ago-11	26-ene-12	20-dic-13
171	160	167	164	185	149	109	72
1,93	2,02	1,66	1,81	1,63	1,70	2,24	2,74
50.602	38.122	47.323	44.435	41.964	39.309	28.813	15.806
280,3	227,4	241,9	228,8	232,3	294,7	146,5	143,8
31-ene-06	18-dic-07	28-nov-08	09-ene-09	30-nov-10	27-ene-11	19-ene-12	15-mar-13
139	104	129	122	115	108	80	43
2,02	2,18	1,87	1,88	2,02	2,72	1,84	3,32
50.132	45.532	56.278	49.285	49.933	38.426	40.374	29.076
206,1	215,7	231,1	237,6	237,9	179,4	232,2	178,3
13-sep-06	18-dic-07	02-oct-08	16-dic-09	06-ene-10	28-jun-11	14-sep-12	28-feb-13
137	125	154	135	137	105	110	80
1,50	1,73	1,50	1,76	1,74	1,70	2,11	2,23
41.884	45.532	66.586	65.300	56.095	42.969	31.918	16.528
218,3	215,7	237,7	292,2	273,0	222,5	244,0	150,0
24-mar-06	20-nov-07	10-dic-08	16-abr-09	17-mar-10	07-jul-11	12-ene-12	15-feb-13
134	189	182	179	154	118	87	45
1,63	1,14	1,31	1,63	1,78	1,89	2,80	3,32
	8.909	21.749	16.207	19.330	17.797	17.987	15.610
	63,6	118,1	100,8	109,0	103,2	104,2	108,0
	18-jul-07	11-sep-08	15-dic-09	27-sep-10	27-ene-11	18-jul-12	11-abr-13
	29	59	44	53	49	49	43
	2,23	1,99	2,27	2,06	2,12	2,13	2,52



Conexiones internacionales

05



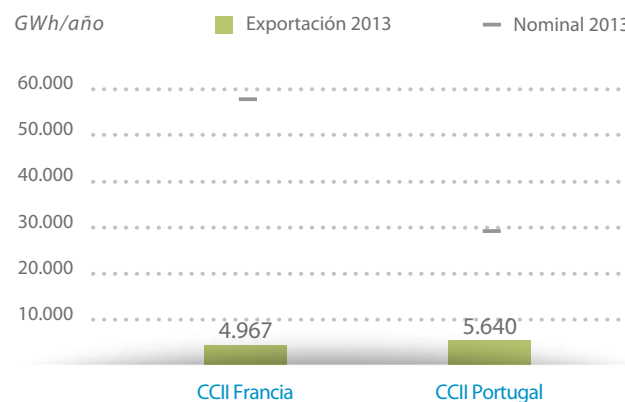
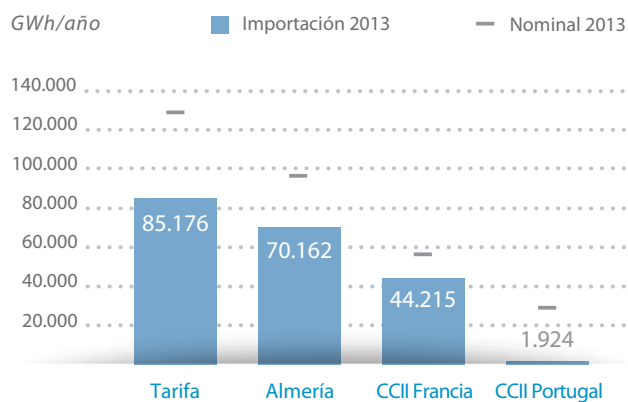
El año 2013 destacó especialmente por el importante incremento del aprovisionamiento de gas natural a través de las conexiones internacionales, que ascendió a 201.476 GWh, un 28% más que en 2012.

El 54% del aprovisionamiento se recibió en forma de gas natural y el 46% restante en forma de gas natural licuado. La Conexión de Almería y las conexiones con Francia fueron las que más destacaron en este aspecto.

Las exportaciones aumentaron debido al incremento de las salidas hacia Francia, que alcanzaron los 4.967 GWh, una cifra significativamente superior a la de 2012. Por el contrario, la exportación hacia Portugal descendió un 32% respecto a la registrada el año anterior.

Movimientos comerciales en conexiones internacionales

GWh	Importación			Exportación		
	2012	2013	Δ s/2012	2012	2013	Δ s/2012
Tarifa	79.857	85.176	7%	-	-	-
Almería	38.782	70.162	81%	-	-	-
CCII Francia	35.328	44.215	25%	245	4.967	1929%
CCII Portugal	3.225	1.924	- 40%	8.333	5.640	- 32%
TOTAL	157.192	201.476	28%	8.578	10.607	24%



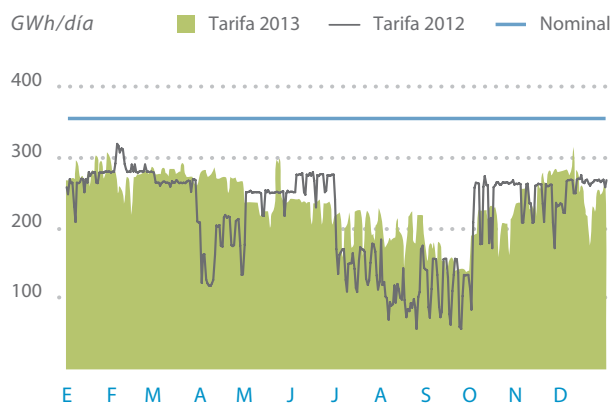
Conexiones internacionales con el norte de África

En 2013, la Conexión Internacional de Tarifa mantuvo un flujo diario similar al registrado en 2012: más voluminoso en invierno y menos en verano, adaptándose así a las

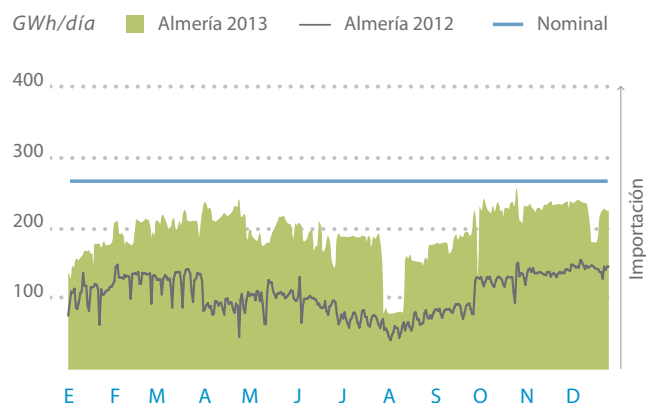
necesidades del Sistema. La Conexión Internacional de Almería registró un flujo físico diario superior al del anterior ejercicio.

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

Entradas por Tarifa



Entradas por Almería



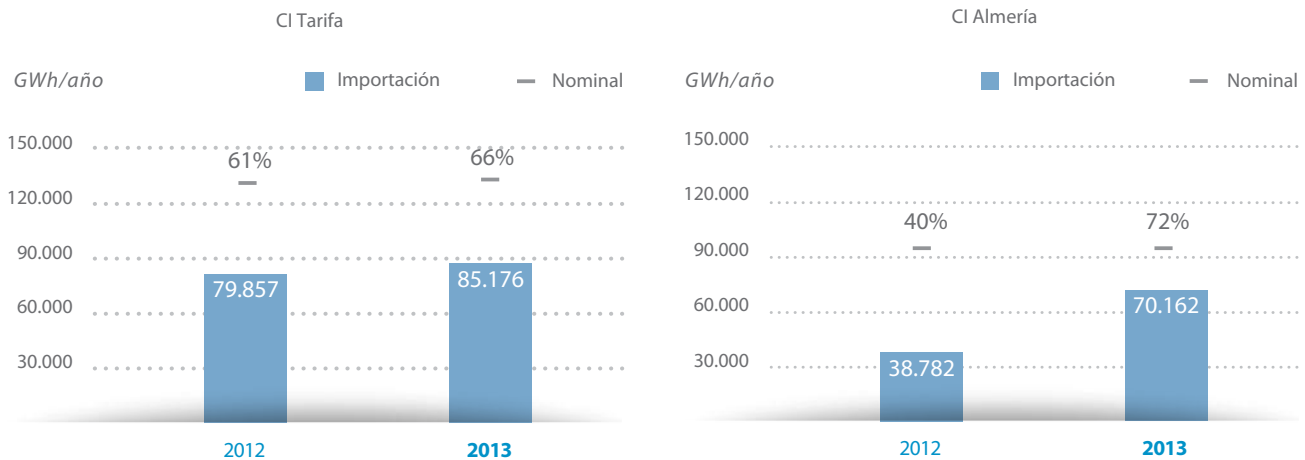
Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Almería registraron un fuerte aumento con respecto al año anterior (81%) y alcanzaron los 70.162 GWh.

En comparación, la Conexión Internacional de Tarifa registró un leve aumento (7%), aunque con una cifra total de importaciones mayor, 85.176 GWh.

El porcentaje de utilización anual de estas conexiones fue del 66% para Tarifa y del 72% para Almería.

El nivel de contratación en las conexiones con el norte de África se incrementó con respecto a 2012. El aumento en Almería fue muy significativo, 74%, y la capacidad contratada ascendió al 83% de su capacidad nominal. En Tarifa, la capacidad contratada se incrementó un 3% y alcanzó una media anual del 75% de la capacidad nominal.

Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con el norte de África



Contratación en las conexiones internacionales con el norte de África

GWh	2012			2013			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/% cap. contratada
Tarifa	129.868	94.471	73%	129.513	97.024	75%	3%
Almería	97.432	46.166	47%	97.166	80.332	83%	74%
TOTAL	227.300	140.638	62%	226.679	177.357	78%	26%

Conexiones internacionales con Francia

En 2013 destacaron especialmente las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia, 44.215 GWh, que se situaron en valores próximos a las capacidades nominales a lo largo de todo el ejercicio.

La Conexión Internacional de Irún, que comenzó a registrar flujos importadores en 2011, este año se mantuvo sin actividad apreciable.

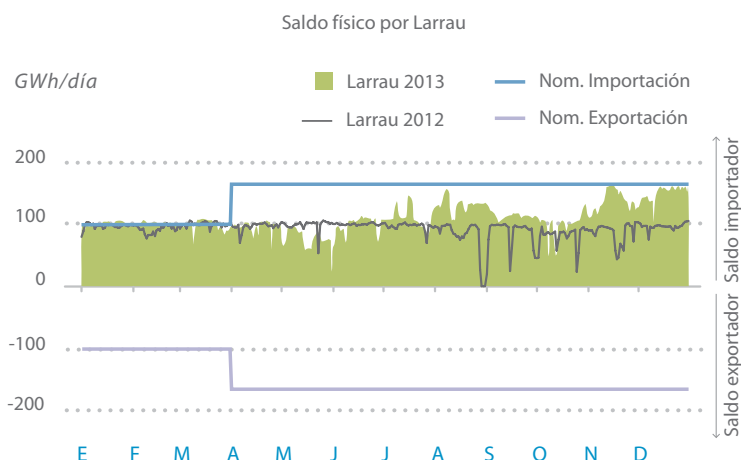
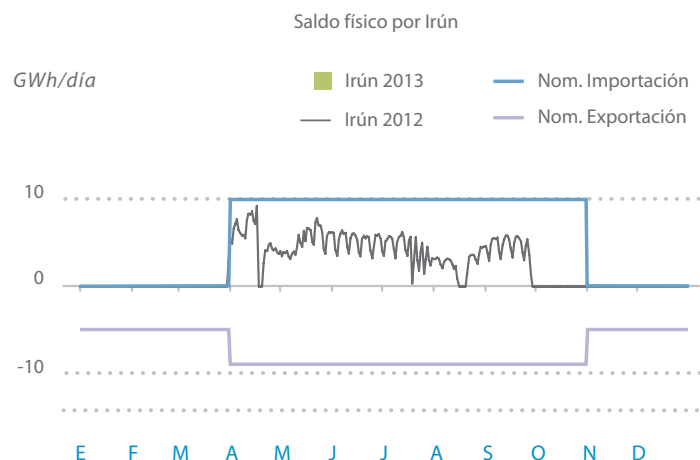
La Conexión Internacional de Larrau alcanzó valores similares a los del ejercicio anterior, siendo más altos en los últimos meses de 2013. Las importaciones experimentaron un importante aumento respecto al año anterior, 25%. Por su parte, las exportaciones por esta conexión pasaron de 148 GWh en 2012 a 4.967 GWh en 2013.

Destacó principalmente el aumento de la capacidad nominal a través de la Conexión Internacional de Larrau, que se incrementó de 100 GWh/día a 165 GWh/día a partir del 1 de abril.

La capacidad de importación a través de la Conexión de Larrau estuvo saturada contractualmente a lo largo de todo el ejercicio. En el año 2012 ya se logró alcanzar el 100% de la capacidad nominal, una situación que se sostuvo a lo largo de 2013. También se incrementó ligeramente la capacidad contratada de importación a través de la Conexión de Irún, que en 2013 alcanzó el 100% de su contratación, por encima del 96% registrado en 2012.

La capacidad de exportación contratada también aumentó y alcanzó los 38.153 GWh, lo que representó una contratación media del 70% sobre la capacidad nominal.

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



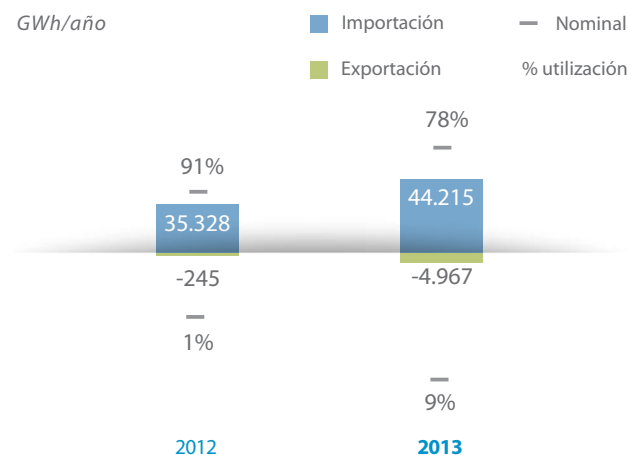
Contratación en las conexiones internacionales con Francia

	GWh	2012			2013		
		Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
IMPORTACIÓN	CCII Francia	38.740	38.714	100%	56.515	56.382	100%
	Larrau	36.600	36.667	100%	54.375	54.232	100%
	Irún	2.140	2.047	96%	2.140	2.150	100%
EXPORTACIÓN	CCII Francia	23.766	9.925	42%	57.056	38.732	68%
	Larrau	21.080	8.461	40%	54.375	38.153	70%
	Irún	2.686	1.464	55%	2.681	579	22%

Desde finales de 2010, 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 2013 un 25% hasta alcanzar los 44.215 GWh, lo que significó una utilización del 78% de la capacidad nominal. La exportación conjunta aumentó, significativamente respecto a 2012, y se registraron transacciones por valor de 4.967 GWh, el equivalente al 9% de la capacidad nominal.

Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con Francia



Procesos de asignación de capacidad en la interconexión entre España y Francia

Tradicionalmente, las capacidades en la interconexión entre España y Francia se han asignado mediante *First Come First Served* (FCFS). Sin embargo, para una mejor coordinación entre los operadores de ambos países, desde 2008 la asignación de capacidad se realiza mediante *Open Subscription Period* (OSP).

En 2008 se asignó capacidad a corto plazo para el periodo desde el 1 de abril de ese año hasta el 31 de marzo de 2009 y a largo plazo para el periodo desde el 1 de abril de 2008 hasta el 31 de marzo de 2013. Sucesivamente, se ha ido asignando la capacidad año a año mediante OSP.

El documento *Procedures for the commercialization of existing and committed capacity at the cross border point of Larrau between France and Spain* publicado en la web de Enagás, detalla los procedimientos para la suscripción y asignación de capacidad a corto y largo plazo mediante OSP.

En 2013, el procedimiento de asignación de capacidad para el periodo desde el 1 de abril de 2013 al 31 de marzo de 2014 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. Este procedimiento se aplicó de forma coordinada por Enagás y TIGF, como transportistas titulares de las infraestructuras relacionadas con la capacidad a asignar.

El 28 de noviembre de 2013 se lanzó el proceso de OSP a corto plazo para asignar capacidad en 2014 para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2014 y el 30 de septiembre de ese mismo año.

El siguiente mecanismo de asignación de capacidad será mediante subastas (en 2014 será implementación temprana), según lo establecido en el *Network Code Capacity Allocation Mechanism* (NC CAM).



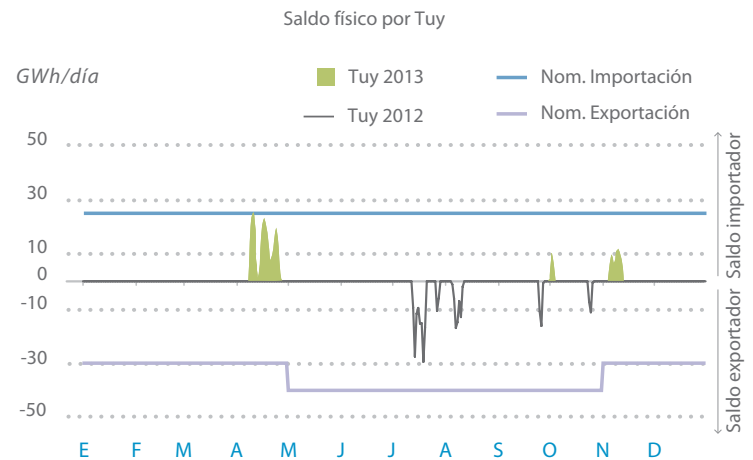
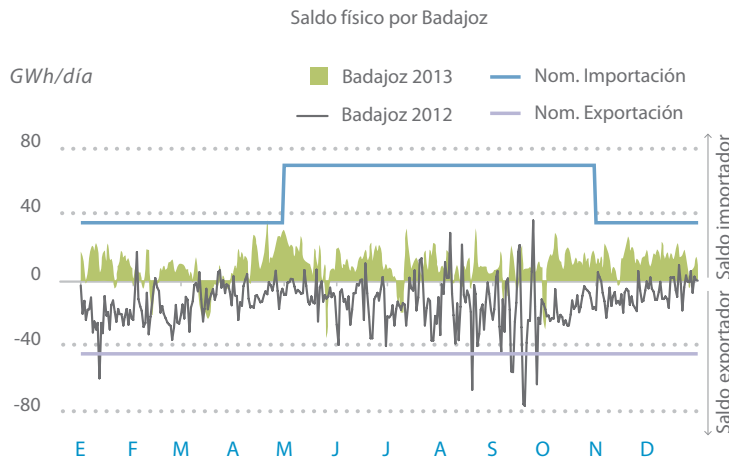
Conexiones internacionales con Portugal

En virtud del acuerdo operativo alcanzado en 2012 entre Enagás y REN en el que se establece la operación conjunta de las conexiones hispano-portuguesas para optimizar el transporte en ambos sistemas, durante 2013 las transacciones físicas correspondientes a las programaciones comerciales se realizaron habitualmente a través de la Conexión de Badajoz.

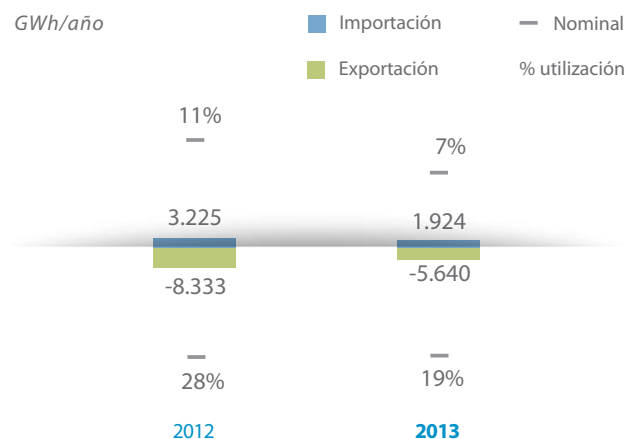
En cuanto a las transacciones de los agentes a través de estas conexiones, en 2013 se registraron:

- Importaciones de gas natural por valor de 1.924 GWh, lo que supuso un descenso del 40% respecto a 2012 y una utilización del 7% de la capacidad nominal.
- Exportaciones por valor de 5.640 GWh, una cifra inferior a la registrada en 2012. Estos movimientos supusieron una utilización del 19% de la capacidad nominal.

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



Movimientos comerciales en las conexiones internacionales con Portugal



La capacidad contratada de importación ascendió a 2.895 GWh, lo que representó el 10% de su capacidad nominal.

En cuanto a la exportación, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 9.388 GWh, equivalentes al 32% de su capacidad nominal. Así, durante 2013 se redujo el porcentaje de la capacidad contratada en sentido España-Portugal un 47% respecto al año anterior.

Contratación en las conexiones internacionales con Portugal

	2012			2013				
	GWh	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/% cap. contratada
IMPORTACIÓN	CCII Portugal	28.400	6.218	22%	28.340	2.895	10%	- 53%
EXPORTACIÓN								
	CCII Portugal	29.290	17.643	60%	29.215	9.388	32%	- 47%

Procesos de asignación de capacidad en la interconexión entre España y Portugal

La Iniciativa Regional del Sur de Gas (SGRI), coordinada por la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), tiene como objetivo promover la creación de un mercado regional de gas que integre los mercados gasistas de Portugal, Francia y España, como primer paso para la consecución del mercado único europeo. De esta manera, impulsa un proceso de asignación de forma conjunta y coordinada de la capacidad de interconexión entre Portugal y España como paso previo para la armonización de los mecanismos de asignación de capacidad en la Región Sur del Gas. Este proceso supone una implementación temprana del *Network Code Capacity Allocation Mechanism* (NC CAM), de aplicación el 1 de noviembre de 2015.

El método de asignación de la capacidad es mediante subastas en un punto de interconexión virtual (VIP), es decir, dos o más puntos de interconexión que conectan los mismos sistemas adyacentes de entrada y salida, que se integran a efectos de proporcionar un único servicio de capacidad. La capacidad a ofertar es coordinada, es decir, a ambos lados de la interconexión:

- Cada producto tiene la misma capacidad.
- La capacidad se asigna mediante un único proceso de asignación.
- La capacidad se asigna a un único comercializador.
- Si se vende la capacidad en el mercado secundario, debe permanecer coordinada.

En verano de 2012 se ofertó capacidad en el VIP entre España y Portugal para asignarla en el periodo desde el 1 de octubre de ese año hasta el 30 de septiembre de 2013, con productos anuales y mensuales de naturaleza firme e interrumpible.

Este proceso piloto se repitió en verano de 2013 para asignar capacidad entre el 1 de octubre de ese año y el 1 de septiembre de 2014, con productos anuales y trimestrales de naturaleza firme e interrumpible.

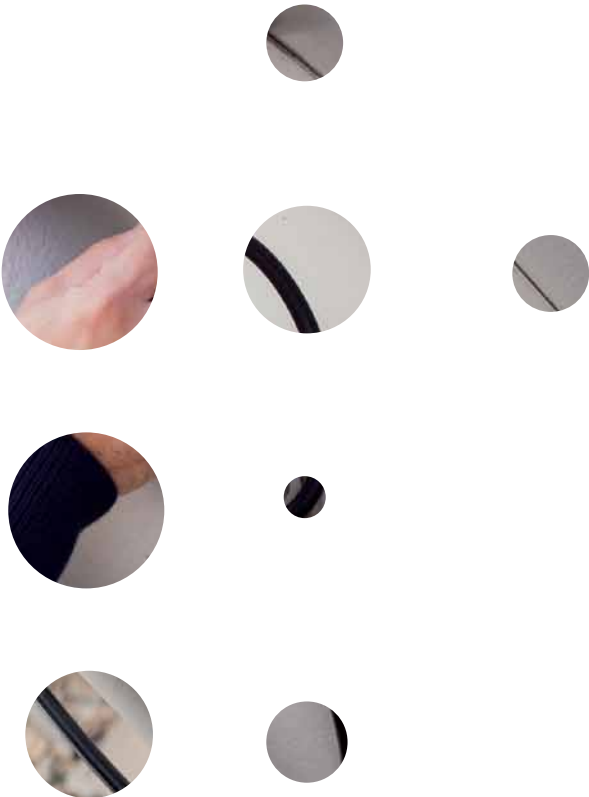
La capacidad disponible tras la subasta se asigna mediante *First Come First Served* para cada periodo.





Almacenamientos subterráneos

06



La capacidad total de almacenamiento subterráneo se incrementó en 2.028 GWh en el año 2013 como consecuencia de la incorporación de nuevos almacenamientos subterráneos.

La campaña de inyección de gas en almacenamientos comenzó a finales de marzo y terminó el 13 de noviembre, alcanzándose un 93% de llenado de la capacidad útil. Durante este periodo, la inyección acumuló 9.235 GWh, lo que supuso un descenso del 29% respecto a 2012. Por su parte, la extracción acumulada de los almacenamientos fue de 9.203 GWh, un 19% menos que el año anterior, arrojando un saldo prácticamente nulo.

Capacidad en AASS

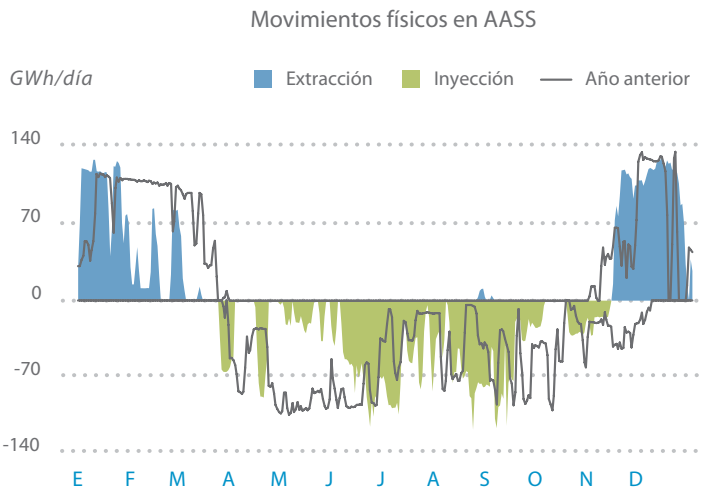
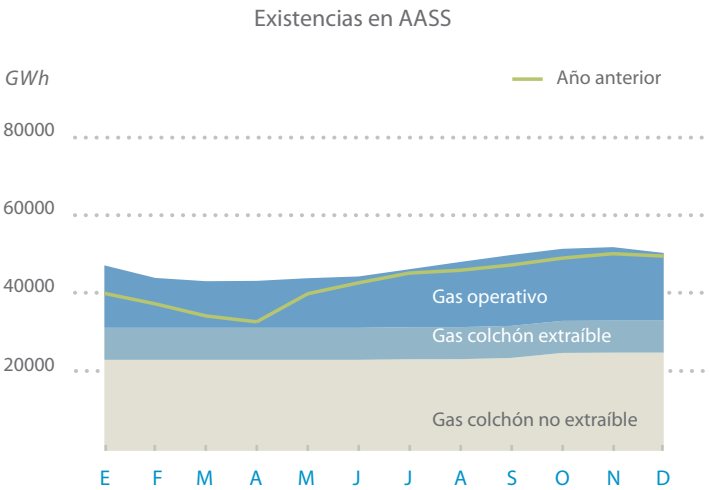
Finales de diciembre	2013
Capacidad en AASS	GWh
Capacidad TOTAL	54.261
Gas colchón	33.322
Gas operativo	20.938
Gas útil	29.141
Capacidad operativa máxima	GWh/día
Capacidad de inyección	142
Capacidad de extracción	163

Seguimiento de existencias en AASS

Existencias AASS		
GWh	2012	2013
Finales de diciembre	real	cierre
Existencias totales (A ₁ +A ₂ +A ₃)	47.453	47.486
Gas colchón (A ₁ +A ₂)	31.480	33.322
A ₁ - Gas colchón no extraíble	23.278	25.120
A ₂ - Gas colchón extraíble	8.202	8.202
A ₃ - Gas operativo	15.974	14.164
Gas útil (A ₂ +A ₃)	24.176	22.366
% llenado gas útil	83%	77%

Información física			
GWh	2012	2013	Δ
	real	cierre	
Inyección total	13.052	9.235	-29%
Inyección gas colchón	1.510	1.843	+22%
Yela	1.510	635	-58%
Castor		1.208	-
Extracción	11.308	9.203	-19%

Evolución de existencias y de los ciclos de inyección-extracción en 2013



En 2013, la capacidad total de gas útil se incrementó y pasó de 28.956 GWh a 29.141 GWh por la ampliación del Almacenamiento Marismas.

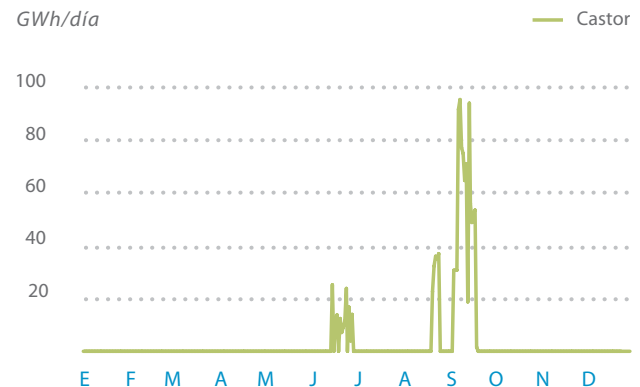
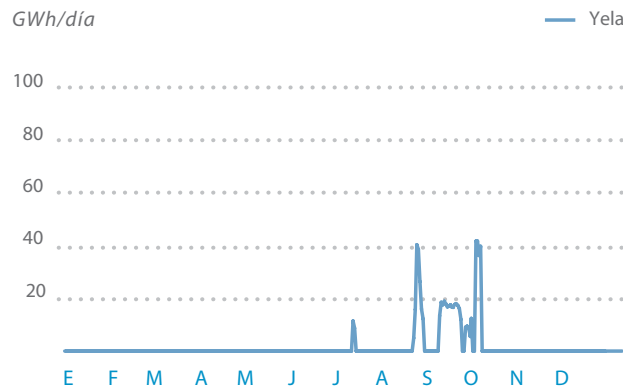
Como consecuencia de la subasta del 14 de mayo de 2013 para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo, se adjudicaron 2.174 GWh para los almacenamientos de Yela y Castor. De esta cantidad, el 29% correspondió a Yela (630 GWh) y el 71% restante a Castor (1.544 GWh). Finalmente, las cantidades inyectadas por los promotores fueron 635 GWh en Yela y 1.208 GWh en Castor.

Contratación almacenamientos subterráneos

La capacidad contratada en los almacenamientos ascendió en 2013 a 26.808 GWh, lo que supone una capacidad equivalente a la demanda de gas del Sistema durante 29 días, considerando la demanda diaria media de ese año.

Los almacenamientos subterráneos cumplen, además, una función clave en el Sistema Gasista: el mantenimiento de las existencias estratégicas. Según se indica en los artículos 50 y 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, el Gobierno es el responsable de mantener, en todo momento, las existencias mínimas de seguridad en cantidad, forma y localización geográfica, y CORES (Corporación

Inyección física de gas colchón en Yela y Castor



de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) es el organismo responsable de la constitución, mantenimiento y gestión de las reservas estratégicas y del control de las existencias mínimas de seguridad.

De acuerdo con la Orden ITC 3128/2011, desde el día 1 de noviembre de 2012, las comercializadoras tienen la obligación de mantener existencias equivalentes a 20 días de sus ventas firmes del año anterior. De esta forma, el Sistema Gasista español contó en 2013 con 19.174 GWh de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.

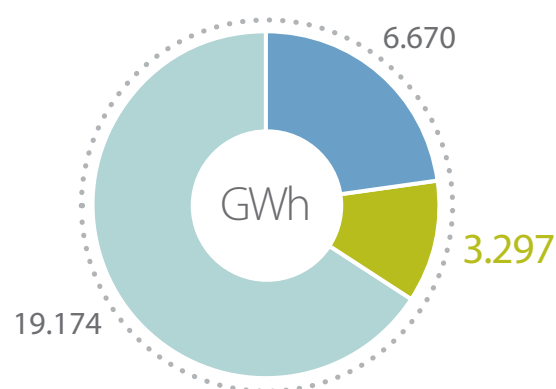
Desde 2008, la legislación establece que la gestión y operación de los almacenamientos subterráneos sea llevada a cabo de manera unificada por el Gestor Técnico del Sistema, siendo también firmante de los contratos junto a los titulares de las infraestructuras.

En 2013, el proceso de contratación contempló las siguientes fases:

1. Asignación de capacidad por el GTS según cuotas de mercado. En esta fase se asignaron 25.844 GWh (19.174 GWh + 6.670 GWh).
2. Mecanismo de mercado (subasta detallada a continuación). La capacidad puesta a disposición en la subasta fue de 3.297 GWh. Se contrataron 960 GWh, lo que arrojó una cantidad remanente de 2.337 GWh.
3. La Orden IET/849/2012 de 26 de abril estableció en su artículo 4 un mecanismo adicional para la contratación de esta capacidad, pero finalizó el plazo definido y no se recibió ninguna solicitud. Finalmente, el 29 de noviembre fueron contratados 4 GWh adicionales y quedaron 2.333 GWh disponibles.

Asignación AASS 2013-2014. Capacidad a subastar

	días	GWh
● Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico	20 (firme)	19.174
● Existencias básicas en AASS + Grupo 3.1 + 3.2	10 (total)	6.670
● Capacidad a subastar	≈	3.297
TOTAL CAPACIDAD		29.141



En la Resolución de 8 de marzo, de la DGPEyM, se establecieron 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 2013 y el 31 de marzo de 2014.

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

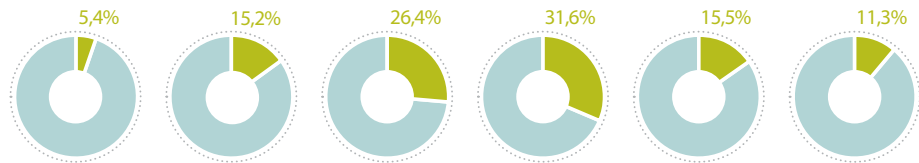
La capacidad destinada a la subasta para el periodo 2013-2014 descendió respecto a los cuatro últimos procesos de asignación debido al incremento de las reservas estratégicas.

El 26 de marzo de 2013 se realizó la sexta Subasta de Asignación de Capacidad de almacenamientos subterráneos, 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 2013 y el 31 de marzo de 2014, con un total de 960 GWh y un precio de salida mínimo de 0 €/GWh.

Evolución de la capacidad a subastar en AASS

	2008-2009	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
● Capacidad asignada	26.051	23.812	20.673	19.196	24.172	25.844
● Capacidad a subastar	1.518	4.257	7.397	8.874	4.448	3.297
TOTAL CAPACIDAD AASS	28.070	28.070	28.070	28.070	28.620	29.141

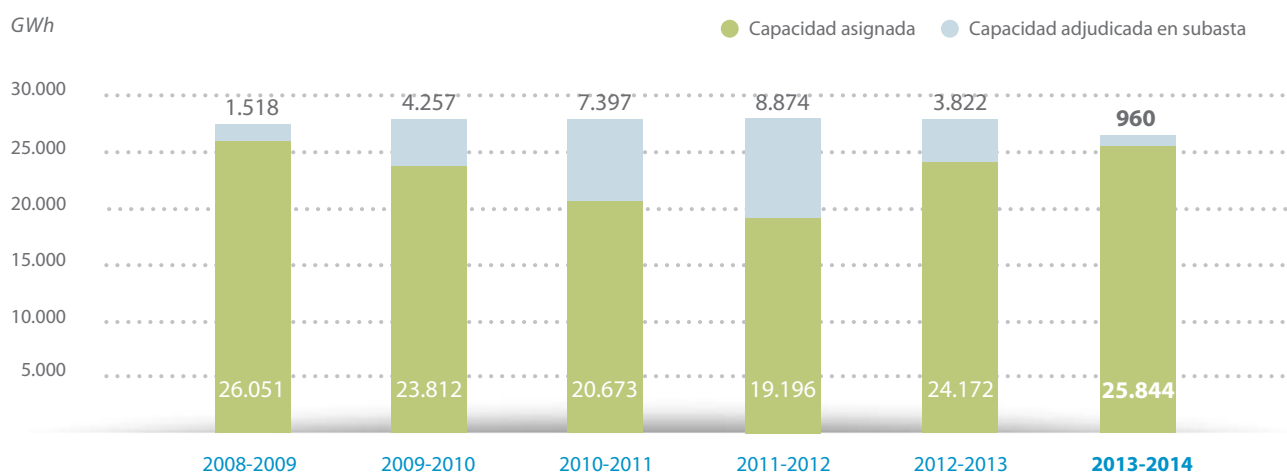
Porcentaje que representa la capacidad a subastar con respecto a la capacidad total de AASS para el periodo.



Evolución de la subasta de capacidad de AASS

	1ª Subasta abr-08 / mar-09	2ª Subasta abr-09 / mar-10	3ª Subasta abr-10 / mar-11
Fecha de la subasta	10-abr-08	30-mar-09	25-mar-10
Cantidad subastada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh
Precio de cierre	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh	-1.000 €/GWh
Número de rondas totales	24	22	1
Cantidad adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh

	4ª subasta abr-11 / mar-12	5ª subasta abr-12 / mar-13	6ª subasta abr-13 / mar-14
Fecha de la subasta	29-mar-11	27-mar-12	26-mar-12
Cantidad subastada	8.874 GWh	4.448 GWh	3.297
Precio de cierre	-4.100 €/GWh	0 €/GWh	0 €/GWh
Número de rondas totales	9		
Cantidad adjudicada	8.874 GWh	3.822 GWh	960 GWh



Subasta de gas colchón de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo

En la Resolución de 3 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se establecieron las reglas operativas del desarrollo de la subasta

para la adquisición, durante el año 2013, del gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos Yela y Castor.

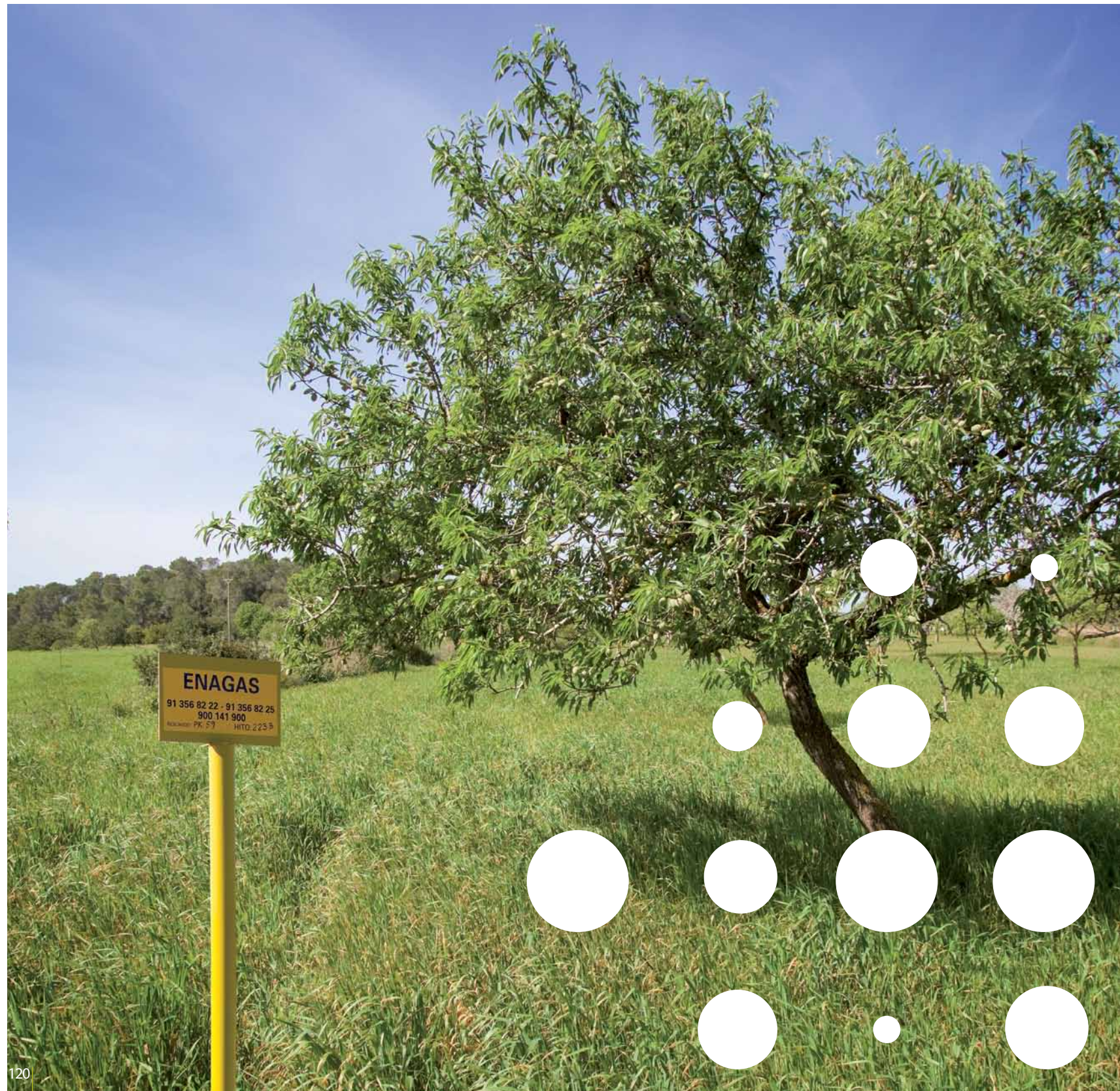
El 7 de mayo de 2013 se publicó la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se estableció el procedimiento de la subasta de gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos Yela y Castor.

Gestión total del almacenamiento subterráneo en 2013

			ene	feb	mar	abr
A	CAPACIDAD del AASS	MNm³	4.438	4.438	4.438	4.454
		GWh	52.233	52.233	52.233	52.418
	CAPACIDAD del COLCHÓN	GWh	31.480	31.480	31.480	31.480
B	EXISTENCIAS INICIALES	GWh	47.453	44.240	43.398	43.489
B ₁	Gas colchón		31.480	31.480	31.480	31.480
B ₂	Gas operativo		15.974	12.761	11.918	12.010
B ₃	Gas útil		24.175	20.963	20.120	20.212
	Existencias estratégicas (20 días de ventas firmes)		19.174	19.724	19.724	19.724
I	INYECCIÓN (neta)	GWh/mes			357	676
	Inyección media diaria	GWh/día			12	23
E	EXTRACCIÓN (bruta)	GWh/mes	3.213	843	266	0
	Extracción media diaria	GWh/día	104	30	9	0
C	EXISTENCIAS FINALES	GWh	44.240	43.398	43.489	44.165
C ₁	Gas colchón		31.480	31.480	31.480	31.480
C ₂	Gas operativo		12.761	11.918	12.010	12.686
C ₃	Gas útil		20.963	20.120	20.212	20.888
	Existencias estratégicas (20 días de ventas firmes)		19.174	19.724	19.724	19.724
A-C	HUECO final disponible	GWh	7.993	8.835	8.744	8.253

El 14 de mayo de 2013 se realizó la subasta para la adquisición del gas colchón, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de junio y el 31 de octubre de 2013. Siete comercializadoras fueron las adjudicatarias de un total de 2.174 GWh.

may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	AÑO
4.454	4.610	4.610	4.610	4.610	4.610	4.610	4.610	
52.418	54.261	54.261	54.261	54.261	54.261	54.261	54.261	
31.480	33.322	33.322	33.322	33.322	33.322	33.322	33.322	
44.165	44.617	46.473	48.327	50.110	51.684	52.120	50.631	
31.480	31.480	31.630	31.650	31.968	33.246	33.322	33.322	
12.686	13.138	14.843	16.677	18.142	18.438	18.798	17.309	
20.888	21.340	23.045	24.879	26.344	26.640	27.000	25.511	
19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	
452	1.857	1.854	1.814	1.585	437	204	-1	9.235
15	60	56	57	53	14	7	0	
0	0	0	34	8	1	1.694	3.145	9.203
0	0	0	1	0	0	56		
44.617	46.473	48.327	50.110	51.684	52.120	50.631	47.486	
31.480	31.630	31.650	31.968	33.246	33.322	33.322	33.322	
13.138	14.843	16.677	18.142	18.438	18.798	17.309	14.164	
21.340	23.045	24.879	26.344	26.640	27.000	25.511	22.366	
19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	19.174	
7.801	7.788	5.934	4.151	2.577	2.141	3.630	6.775	6.775



Transporte de gas



07

A lo largo de 2013 se incorporaron diversas infraestructuras que contribuyen significativamente a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español.

Nuevas infraestructuras puestas en operación

- Gasoducto Zarza de Tajo-Yela, que forma parte de la red básica de gasoductos de transporte primario. La incorporación de esta infraestructura incrementa la capacidad de transporte y la seguridad del Sistema. Se amplía muy notablemente el transporte Sur→Norte y Norte→Sur y permite cumplir con los compromisos internacionales asociados con la interconexión de Larrau, mejorando la integración entre los sistemas gasistas español y francés. Con la entrada en operación de este gasoducto no se precisa peaje interrumpible en la zona del Valle del Ebro y País Vasco.

Adicionalmente, da servicio al Almacenamiento Subterráneo Yela y permite la conexión entre los gasoductos Córdoba-Madrid y Algete-Yela, de forma que se mejora la operatividad del sistema de infraestructuras de transporte primario de gas natural.

- Gasoducto Planta Bilbao-Treto, que consta de dos tramos, la Fase I y la Fase II. La Fase I tiene su punto de origen en Vizcaya y finaliza en el término municipal de Guriezo (Cantabria). La Fase II corresponde al tramo del gasoducto que discurre hasta el punto de finalización del mismo en el término municipal de Bárcena de Cicero. La incorporación de este gasoducto posibilita la conexión de la zona de País Vasco con Cantabria e incrementa el mallado de la red. Esta infraestructura aporta seguridad y flexibilidad al Sistema, eliminando la oferta de peaje interrumpible en la zona de Cantabria.
- Gasoducto Huércal-Overa-Baza-Guadix (Tramo Huércal-Overa-Baza) es una infraestructura de transporte primario, que estaba incluida en el documento de Planificación 2008-2016 para atender a los mercados de su zona geográfica de influencia. Este gasoducto suministra gas natural a los municipios de Huércal, Overa, Albox, Fines, Tíjola y Baza.
- Infraestructuras secundarias para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016:
 - Arévalo-Sanchidrián: infraestructura que suministra al municipio de Sanchidrián.
 - Oliva-Altea (Tramo Marina Alta 2): gasoducto que satisface la demanda de los términos municipales de Jávea, Benitachell, Teulada, Benissa y Calpe.
 - Caravaca-Mula-Calasparra: gasoducto que suministra gas natural a los municipios de Moratalla, Bullas, Caravaca de la Cruz, Calasparra, Cehegín, Mula.

Al finalizar el año 2013, el Sistema Gasista español contó con un total de 11.127 kilómetros de gasoducto en transporte primario.

Nuevas infraestructuras en 2013

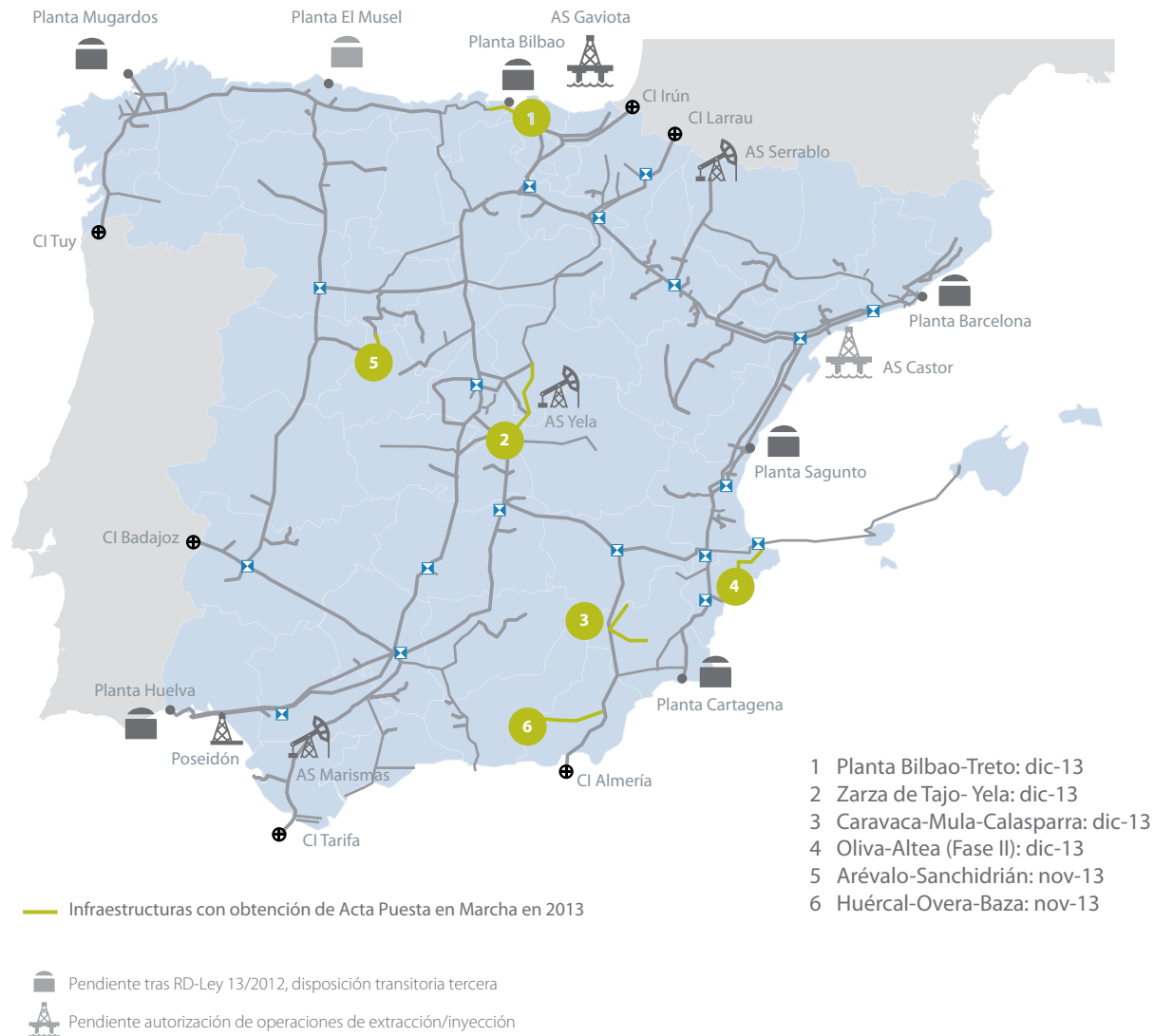
Gasoductos principales	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")	Puesta en marcha
● Gasoducto Planta de Bilbao-Treto	53	80	26/12	dic-13
● Gasoducto Zarza de Tajo-Yela	107	80	30	dic-13
TOTAL KM	160			

Gasoductos regionales	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")	Puesta en marcha
● Huércal-Overa-Baza (Tramo I de Huércal-Overa-Baza-Guadix)	82	80	16	nov-13
● Arévalo-Sanchidrián	24	59	12	nov-13
● Oliva-Altea (Tramo Marina Alta 2)	21	59	10	dic-13
● Caravaca-Mula-Calasparra	59	59	10	dic-13
TOTAL KM	186			

- Rev. P.O. 05/11
- P.O. 08/16



Mapa de infraestructuras de transporte



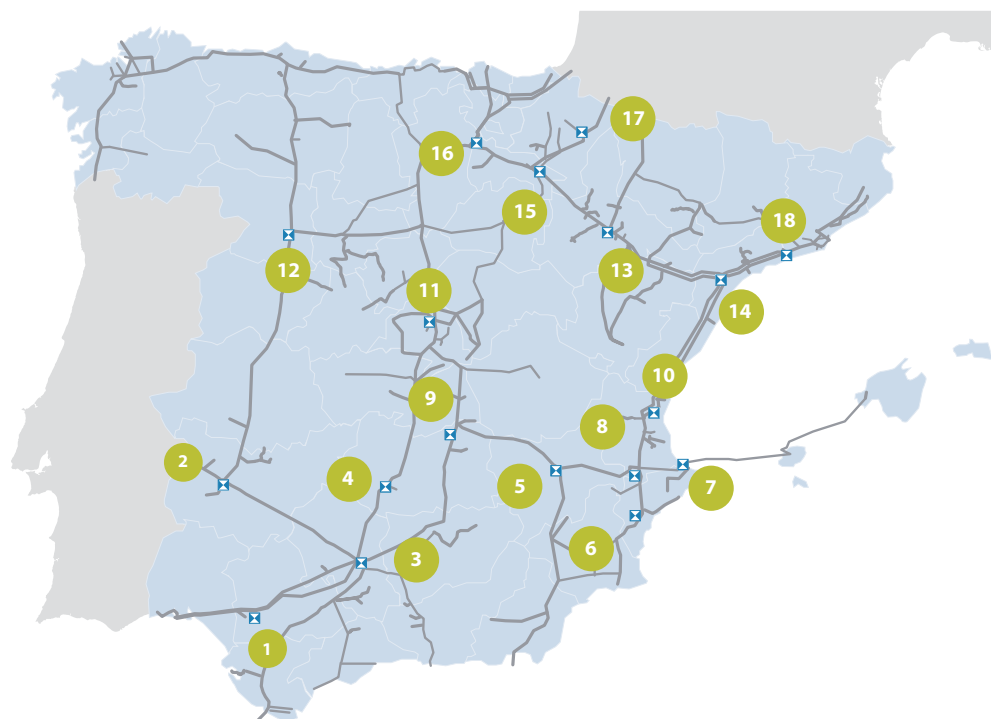
Estaciones de compresión y flujos de transporte

La red de gasoductos cuenta con 18 estaciones de compresión que permiten vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del Sistema a sus destinos finales.

Durante 2013, el volumen de gas vehiculado por las estaciones de compresión ascendió a 178.050 GWh,

un 19% más que en 2012 y la cifra más elevada desde 2005. Sus autoconsumos asociados alcanzaron los 783 GWh, un 18% superior a los del año anterior.

El motivo principal de estos aumentos es el incremento de las entradas de GN a través de las conexiones internacionales unido a la menor producción de las plantas del Sistema, lo que obligó a un mayor funcionamiento de estas instalaciones.



- 1 EC Sevilla
- 2 EC Almendralejo
- 3 EC Córdoba
- 4 EC Almodóvar
- 5 EC Chinchilla
- 6 EC Crevillente
- 7 EC Denia
- 8 EC Montesa
- 9 EC Alcázar
- 10 EC Paterna
- 11 EC Algete
- 12 EC Zamora
- 13 EC Zaragoza
- 14 EC Tivissa
- 15 EC Villar de Arnedo
- 16 EC Haro
- 17 EC Navarra
- 18 EC Bañeras

Nombre		Fecha de puesta en marcha	Nº de Unidades	Potencia (kW)	2012		2013	
					Autoconsumos GWh	Gas vehiculado GWh	Autoconsumos GWh	Gas vehiculado GWh
HARO		Feb, 1991	2	22.371	43	11.736	19	4.944
BAÑERAS	uds. 1, 2 y 3	TC 1-2 Abril, 1991	3					
		TC 3 Julio, 2004		27.041	5	1.545	2	750
	uds. 4 y 5	TC4-5 Septiembre 2006	2					
ALGETE		Octubre, 1996	2	8.216	1	260	0	102
ALMODÓVAR		Diciembre, 1996	3	10.515	2	603	1	157
ALMENDRALEJO	uds. 1, 2, 3 y 4	TC 1,2 y 3 Dic,1998	4					
		TC 4 Abr, 2001		21.818	219	42.853	223	46.985
	unidad 5	Junio, 2005	1					
ZAMORA		Diciembre, 1999	3	12.631	41	8.663	45	10.137
PATERNA	uds. 1, 2 y 3	Agosto, 2001	3	21.782	4	983	45	11.964
	unidad 4	Agosto, 2004	1					
CÓRDOBA		Enero, 2005	5	57.605	7	2.725	14	6.492
CREVILLENTE		Marzo, 2005	2	22.400	1	241	0	89
SEVILLA		Octubre, 2005	3	43.619	1	744	0	216
TIVISSA		Sept, 2006	3	33.498	14	3.930	12	3.806
ZARAGOZA		Marzo, 2008	3	14.013	40	10.939	2	512
ALCÁZAR SJUAN		Agosto, 2008	3	45.870	158	38.482	103	24.555
NAVARRA		Mayo, 2009	2	37.176	1	154	51	8.463
MONTESA		Enero, 2010	3	33.555	4	922	103	29.497
VILLAR DE ARNEDO		Febrero, 2011	3	36.300	118	22.777	154	26.432
CHINCHILLA		Septiembre, 2011	3	45.870	8	2.214	7	2.455
DENIA		Diciembre, 2011	3	14.760	0	0	2	495
TOTAL		18	57	509.040	666	149.769	783	178.050

La estación con mayor utilización fue la de Almendralejo, que acumuló un 26% del total y que vehiculó gas con destino a Portugal a través de la conexión internacional

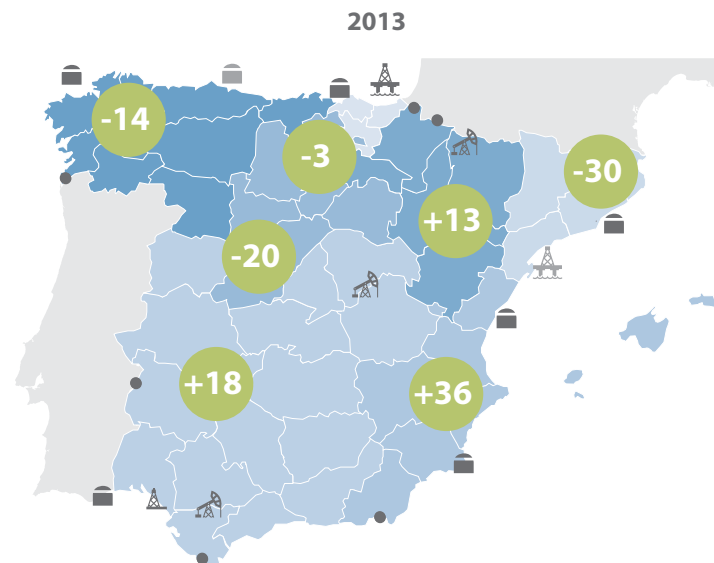
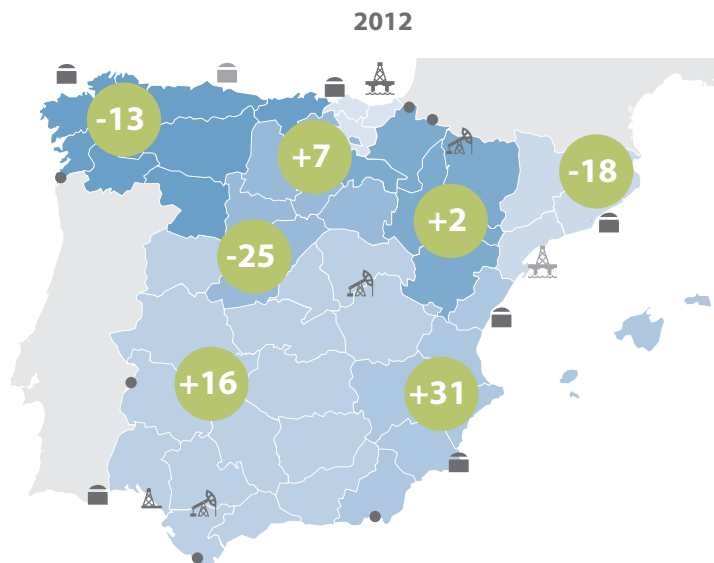
de Badajoz, tanto gas en tránsito como de exportación, y el gas transportado a través del eje de la Ruta de la Plata.

Gas en tránsito a Portugal

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Gas en tránsito a Portugal (GWh)	22.389	28.318	22.579	22.365	21.825	22.162	23.270
Ratio de utilización	69%	87%	70%	69%	67%	68%	72%



Evolución de los flujos zonales



TWh/año	2012	2013	Diferencia
P. Sagunto	31	15	-15
P. Cartagena	26	13	-13
CI Almería	39	70	31
P. Barcelona	54	37	-17
P. Bilbao	40	29	-11
CCII Francia	34	39	5
Extracción AASS	11	9	-2
P. Mugaridos	17	14	-3
P. Huelva	35	23	-12
CI Tarifa	80	85	5
CCII Portugal	-5	-4	1
TOTAL	363	332	-31

(Sin carga de cisternas)

TWh/año

Flujo (+) para zonas que evacúan gas

Flujo (-) para zonas receptoras de gas

En el área noroeste, el balance entre entradas y salidas registró valores similares a los de los tres últimos años. En cambio, en el área de Cataluña, el descenso de la producción en la Planta de Barcelona fue tan significativo, 31%, que aun descendiendo la demanda en dicha área, un -6,2%, Cataluña pasó a ser un área más deficitaria en 2013.

Respecto al área norte, el País Vasco pasó de ser un área excedentaria, +7 TWh en 2012, a un área deficitaria, -3 TWh en 2013, debido al descenso de la producción en la Planta de Bilbao. Por otro lado, el Valle del Ebro se convirtió en un área más excedentaria al incrementarse un 29% la entrada por la C.I. Larrau.

La zona centro de la Península es, durante el periodo invernal, la más vulnerable desde el punto de vista de la cobertura, dado que es un núcleo de gran concentración del 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. 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.

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

Utilización del sistema de transporte y margen de seguridad

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, surgió el Reglamento (UE) nº 994/2010, que tiene como objetivo tomar las medidas necesarias, y 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:

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

Dónde:

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 de al menos el 5%. 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.

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 ya realizadas en el año 2012, desaparecieron 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 no puedan surgir limitaciones puntuales con la simultaneidad de los puntos de entrada de gas a la red.

Asociado al transporte gasista, se define el concepto de margen de seguridad como el porcentaje del gas transportable adicional que se podría suministrar frente a una capacidad dada.

Como consecuencia de la baja utilización de los ciclos combinados durante el ejercicio 2013, los márgenes de seguridad del Sistema aumentaron significativamente. Aun considerando su cálculo en el escenario indicado por la Fórmula N-1, el margen de seguridad en el día de máxima demanda transportada, 12 de diciembre de 2013, con 1.456 GWh, fue del 67%.

Uno de los pilares de la propuesta de Planificación del Sistema elaborada por Enagás 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.

Notas de Operación

A lo largo de 2013 se publicaron siete Notas de Operación, de las cuales:

- Tres correspondieron a declaraciones de SOE-0 por “Ola de Frío”.
- Tres correspondieron a declaraciones de SOE-0 por desvío de buque metanero.
- Una correspondió a un incidente en la estación de regulación y medida (ERM) de la red de transporte de Enagás, debido a un fallo del suministro eléctrico por una caída de temperatura y de gas vehiculado en la ERM.

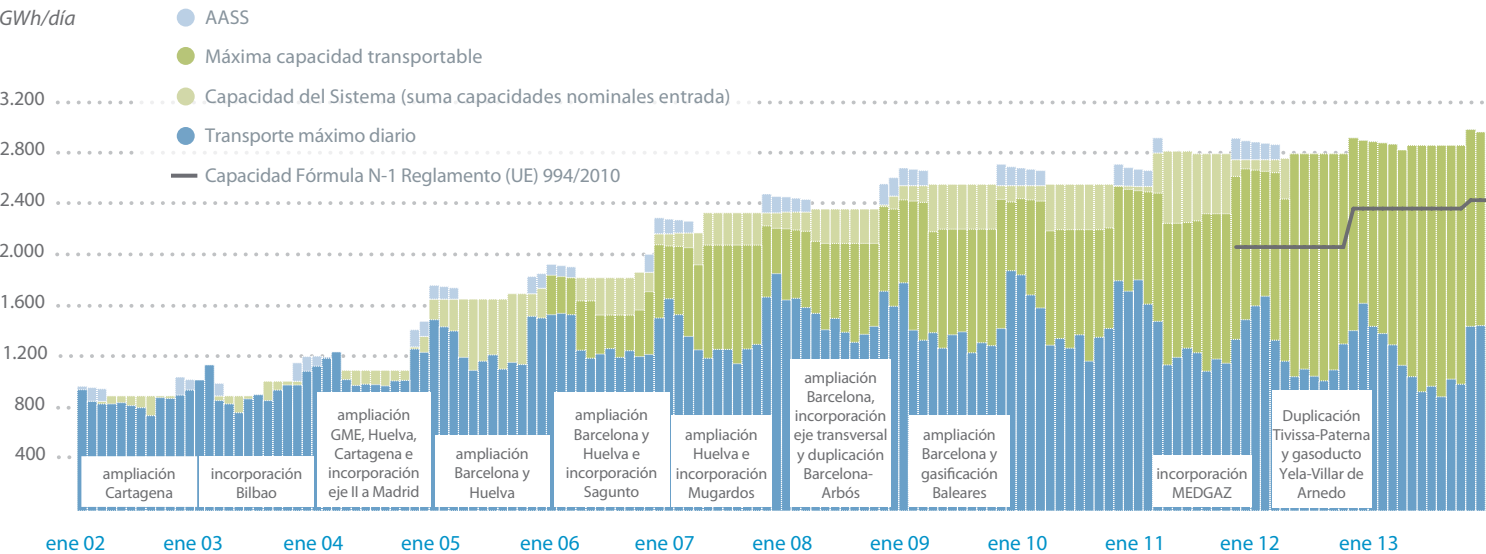
Capacidad y margen de seguridad en el Sistema Gasista

	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	invierno 13-14 (previsto)	
GWh/día												probable	extremo
Cap. máxima													
transportable	1.011	1.200	1.771	1.841	2.080	2.218	2.443	2.424	2.514	2.665	2.910	2.995	2.995
Transporte													
máximo	1.148	1.247	1.503	1.552	1.665	1.863	1.792	1.885	1.815	1.685	1.631	2.034	2.313
Margen													
seguridad	-12%	-4%	18%	19%	25%	19%	36%	29%	39%	58%	78%	47%	29%
Margen de seguridad según el cálculo de la Fórmula N-1 indicado en el art. 6 del Reglamento (UE) 994/2010, analizado en el caso base de Planificación, con la mayor entrada (Planta Barcelona) parada										25%	44%	20%	5%

* El transporte máximo previsto se calcula como la demanda prevista en punta probable más la capacidad contratada de exportación

** El transporte máximo previsto se calcula como la demanda prevista en punta extrema más la capacidad nominal de exportación

Utilización del sistema de transporte de gas natural



Subasta de Gas Talón y Gas de Operación

La Orden IET/2812/2012, de 27 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 su artículo 15, 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 de 2013, los transportistas comunicaron al Gestor Técnico del Sistema sus necesidades mensuales de gas para el período comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014. El Gestor Técnico comunicó a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la CNMC (antes CNE) el programa mensual de compras de gas de cada transportista antes del 15 de febrero y que se detalla a continuación.

Necesidades de Gas Talón y Gas de Operación

		2013		2014		TOTAL
	Concepto	julio-13 a septiembre-13	octubre-13 a diciembre-13	enero-14 a marzo-14	abril-14 a junio-14	
MWh						
Enagás, S.A.	Talón	29.904	0	0	0	29.904
	Operación	302.738	333.374	363.900	391.579	1.391.591
	Total	332.642	333.374	363.900	391.579	1.421.495
Gas Natural Transporte S.D.G, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	40	93	118	52	303
	Total	40	93	118	52	303
Gas Natural Castilla La Mancha, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	216	440	530	296	1.483
	Total	216	440	530	296	1.483
Gas Natural Andalucía SDG, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	14	36	42	24	116
	Total	14	36	42	24	116

MWh	Concepto	2013		2014		TOTAL
		julio-13 a septiembre-13	octubre-13 a diciembre-13	enero-14 a marzo-14	abril-14 a junio-14	
Cegas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	2	4	5	3	14
	Total	2	4	5	3	14
Gas Natural Almacенamientos Andalucía, S.A.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	0	4.319	6.372	3.599	14.290
	Total	0	4.319	6.372	3.599	14.290
Escal UGS	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	222.012	122.156	114.094	231.058	689.321
	Total	222.012	122.156	114.094	231.058	689.321
Endesa Gas Transportista, S.L.	Talón	0	1.241	0	2.526	3.767
	Operación	1.032	1.770	2.598	1.575	6.974
	Total	1.032	3.011	2.598	4.101	10.741
Transportista Regional del Gas, S.A.	Talón	0	696	0	0	696
	Operación	440	832	1.279	752	3.303
	Total	440	1.528	1.279	752	3.999
Naturgás Energía Transporte, S.A.U.	Talón	4.484	0	3.665	0	8.150
	Operación	2.263	3.653	4.777	3.023	13.716
	Total	6.747	3.653	8.442	3.023	21.865
Gas Energía Distribución Murcia	Talón	0	0	1.230	0	1.230
	Operación	0	0	2	3	5
	Total	0	0	1.232	3	1.234
Saggas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	5.800	2.800	6.900	7.400	22.900
	Total	5.800	2.800	6.900	7.400	22.900
Reganosa	Talón	-3.558	0	0	0	-3.558
	Operación	6.420	4.620	4.620	4.620	20.280
	Total	2.862	4.620	4.620	4.620	16.722
Bahia Bizkaia Gas	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	4.500	6.000	6.000	11.000	27.500
	Total	4.500	6.000	6.000	11.000	27.500
Gas Extremadura Transportista, S.L.	Talón	0	0	0	0	0
	Operación	95	197	326	155	773
	Total	95	197	326	155	773
	Σ Talón	30.831	1.937	4.895	2.526	40.189
	Σ Operación	545.572	480.294	511.563	655.138	2.192.567
	TOTAL	576.403	482.231	516.459	657.665	2.232.757

Datos tomados de la Resolución de 10 de mayo de 2013, de la DGPEM por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta.

La resolución de 10 de mayo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por lo que se establecieron las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición del Gas de Operación para el período comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014 detalló:

- Gas de OPERACIÓN: 2.193 GWh
- Gas TALÓN: 40 GWh
- El gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de las instalaciones sería adquirido por sus titulares al Gestor Técnico del Sistema con cargo al exceso de gas de maniobra, 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 (40.189.301 kWh) alcanzó un volumen de 265.088.576 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 28 de mayo de 2013 se realizó la séptima subasta para la adquisición de Gas Talón y Gas de Operación. Una vez la CNMC (antes 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. les 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 10 de mayo 2013.

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

Subastas de Gas Talón y Gas de Operación

7ª Subasta		
jul-13 / jun-14		
RESULTADO de la 7ª SUBASTA para la adquisición de Gas Talón y de Operación en el periodo 01/07/2013 a 30/06/2014	Fecha de la subasta	28-may-13
	Cantidad subastada	20 bloques /100%
	Precio de cierre	34,85 €/MWh
	Número de rondas totales	10
	Cantidad adjudicada	20 bloques /100%
	Gas Talón	0 GWh
	Gas de Operación	1.950 GWh
	TOTAL	1.950 GWh
	Subasta Realizada por OMEL	
Correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014		
Adjudicatarios cuatro comercializadoras		

	1ª Subasta	2ª Subasta	3ª Subasta
	jul-07 / jun-08	jul-08 / jun-09	jul-09 / jun-10
Fecha de la subasta	29-may-07	12-jun-08	28-may-09
Cantidad subastada		20 bloques /100%	20 bloques /100%
Precio de cierre	20,75 €/MWh	30,94 €/MWh	14,65 €/MWh
Número de rondas totales			13
Cantidad adjudicada		20 bloques /100%	20 bloques /100%
Gas Talón	431 GWh	26 GWh	358 GWh
Gas de Operación	1.192 GWh	1.059 GWh	1.259 GWh
TOTAL	1.623 GWh	1.085 GWh	1.617 GWh

	4ª subasta	5ª subasta	6ª subasta
	jul-10 / jun-11	jul-11 / jun-12	jul-12 / jun-13
Fecha de la subasta	25-may-10	24-may-11	29-may-12
Cantidad subastada	20 bloques /100%	20 bloques /100%	20 bloques /100%
Precio de cierre	19,37 €/MWh	26,16 €/MWh	32,31 €/MWh
Número de rondas totales	7	14	10
Cantidad adjudicada	20 bloques /100%	20 bloques /100%	20 bloques /100%
Gas Talón	417 GWh	89 GWh	0 GWh
Gas de Operación	1.519 GWh	1.505 GWh	1.961 GWh
TOTAL	1.936 GWh	1.594 GWh	1.961 GWh

Calidad media de los gases de emisión en 2013

PRODUCCIÓN (GWh)	BARCELONA Red 35	BARCELONA Red 72	BARCELONA Red 72N	BARCELONA Red 35L	HUELVA 72	CARTAGENA H00	MUGARDOS REGANOSA
PRODUCCIÓN (GWh)	19.694	8.942	8.737	28	23.138	13.061	13.672
FRACCIONES MOLARES (%)	BARCELONA B35X	BARCELONA B72	BARCELONA B72N	BARCELONA B35L	HUELVA 16/72	CARTAGENA H00	MUGARDOS REGANOSA
Nitrógeno (N ₂)	0,307	0,389	0,390	3,287	0,372	0,355	0,154
Dióxido de carbono(CO ₂)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,010	0,068

CALIDAD DEL GAS

P.C.S. [MJ/m3(n)]	42,786	42,685	42,689	38,898	43,013	43,164	42,631
P.C.S. [kWh/m3(n)]	11,885	11,857	11,858	10,805	11,948	11,990	11,842
P.C.I. [kWh/m3(n)]	10,713	10,687	10,688	9,717	10,771	10,810	10,672
Densidad relativa	0,6044	0,6036	0,6038	0,5737	0,6087	0,6112	0,6014

SAGUNTO 15.11 ENA	BILBAO BBG	Yacimiento PALANCARES F06	Yacimiento POSEIDÓN (pos.F03A.1)	Valdemingómez B21.1	Conexión FRANCIA G00	Gasoducto MAGREB K01	Medgaz M00	TOTAL PRODUCCIÓN (GWh)
15.155	29.076	293	435	20	39.249	109.180	70.162	350.841

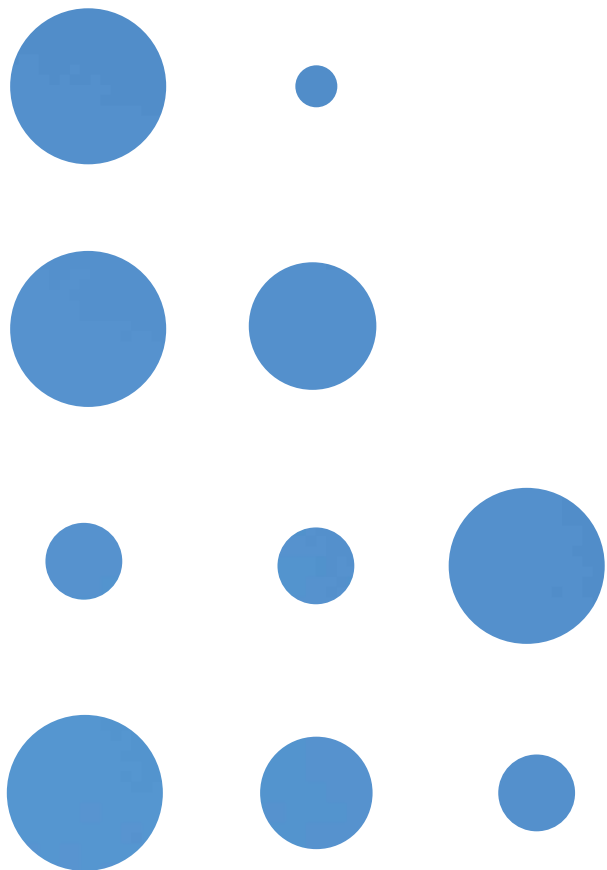
SAGUNTO 15.11 ENA	BILBAO BBG	Yacimientos PALANCARES pos F06	Yacimiento POSEIDÓN (pos.F03A.1)	Valdemingómez B21.1	Conexión FRANCIA pos G02	Gasoducto MAGREB pos. K01	Medgaz M00	FRACCIONES MOLARES
0,668	0,113	0,406	0,586	0,928	0,932	1,139	0,986	0,776
0,310	0,000	0,188	0,079	1,401	0,571	1,543	1,287	0,902

CALIDAD MEDIA PONDERADA DEL SISTEMA ESPAÑOL								
42,790	42,311	42,268	39,744	40,838	41,998	42,253	41,890	42,327
11,886	11,753	11,741	11,040	11,344	11,666	11,737	11,636	11,757
10,716	10,588	10,580	9,927	10,216	10,513	10,583	10,488	10,598
0,6133	0,5945	0,6002	0,5593	0,6021	0,6075	0,6295	0,6178	0,6151



Desarrollo legislativo

08



El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2013 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, siguió incluyendo y aplicando las novedades legislativas publicadas a lo largo del año.

Legislación Nacional

Las principales novedades legislativas en el año 2013 en el ámbito nacional fueron:

Legislación básica

- Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
 - El objeto de esta ley es la creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que agrupará, entre otras, las funciones relativas al correcto funcionamiento de los mercados y sectores supervisados por la Comisión Nacional de Energía (CNE).
 - La constitución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia implica la extinción, entre otros, de la CNE.
- Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, del Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas, por el que se aprueba el Estatuto Orgánico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La Subsección 3ª del Real Decreto recoge las funciones y la estructura de la Dirección de Energía:

Artículo 24. *Estructura de la Dirección de Energía.*

La Dirección de Energía se estructura en las siguientes unidades:

- Subdirección de Energía Eléctrica
- Subdirección de Gas Natural
- Subdirección de Regulación Económico-Financiera y Precios Regulados
- Subdirección de Mercados derivados de la Energía

- Reales Decretos del 673 al 682/2013 de 10 de septiembre, del Ministerio de Economía y Competitividad, por los que se nombran Presidente, Vicepresidenta y Consejeros de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Presidente: D. José María Marín Quemada

Vicepresidenta: Dña. María Fernández Pérez

- Orden ECC/1796/2013, de 4 de octubre, del Ministerio de Economía y Competitividad, por la que se determina la fecha de puesta en funcionamiento de la CNMC → 7 de octubre de 2013.

- Ley 17/2013, de 29 de octubre, Jefatura del Estado, para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

- Las instalaciones de gas natural en el ámbito del archipiélago Canario tendrán la consideración de subsistema de transporte de gas natural.
- La titularidad de estas instalaciones corresponderá, exclusivamente, al grupo empresarial del que forma parte el GTS (seis meses para la transmisión).
- Fracturación hidráulica:
 - Modificación de la ley 34/1998, añadiendo un apartado 5 al artículo 9 de la Ley – Régimen jurídico de las actividades.
 - Para la autorización de proyectos se exigirá una previa declaración de impacto ambiental favorable.

- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.

- Establece las bases que deben regir la evaluación ambiental de los planes, programas y proyectos que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente.
- Fija los principios que informarán el procedimiento de evaluación ambiental, así como el régimen de cooperación entre la Administración General del Estado y las comunidades autónomas a través de la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente.

- Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

- Regula los mecanismos de gestión de congestiones en las conexiones internacionales con Europa y aplica a su capacidad.
- Los operadores de los puntos de conexión son los responsables de la aplicación de los mecanismos y el regulador lo es de supervisar su correcta aplicación.

- Establece prioridad a la asignación de capacidad coordinada a ambos lados de la interconexión, liberada por los mecanismos de gestión de congestiones.
- Mecanismo de renuncia de capacidad. Se venderá en las subastas de productos trimestrales y en las subastas mensuales.
- Mecanismo de utilización o pérdida de capacidad a largo plazo. La capacidad utilizada se revisa anualmente (en abril). Se considerará que existe infrautilización continuada de la capacidad contratada cuando el nivel de utilización es inferior al 80%, o hay al menos 60 días donde el usuario nomina por encima del 80% de la capacidad contratada y posteriormente renomina la mitad o menos de lo inicialmente nominado.
- Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad. Los operadores de los puntos de interconexión y el Gestor Técnico del Sistema, coordinadamente, serán los responsables de aplicar el régimen.
- Los mecanismos así definidos entrarán en vigor una vez que se apliquen los mecanismos de asignación de capacidad conforme al código europeo (CAM y CMP).

Resoluciones generales

- Orden IET/35/2013, de 21 de enero, por la que se crea la Comisión Ministerial de Administración Electrónica en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y se regula su composición y funciones.
- Resolución de 7 de febrero de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, de delegación de competencias.
- Resolución de 4 de abril de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud de certificación de Regasificadora del Noroeste, SA (REGANOSA) como gestor de la red de transporte de gas.
- Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Resolución de 9 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, 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 2013 y septiembre 2014.
- Orden IET/938/2013, de 27 de mayo, por la que se establecen los servicios mínimos del sector de hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 30 de mayo de 2013, en la Comunidad Foral de Navarra y la Comunidad Autónoma del País Vasco.
- Resolución de 30 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores dominantes en los sectores energéticos.
- Resolución de 30 de mayo de 2013, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.
- Orden IET/1048/2013, de 10 de junio, por la que se establecen los servicios mínimos del sector de hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 12 de junio de 2013 en las comarcas de Ferrol, Eume y Ortegal de la Comunidad Autónoma de Galicia.
- Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Resolución de 15 de julio de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 12 de septiembre de 2013, de la Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local, por la que se publica el Acuerdo de la Comisión Bilateral de Cooperación Administración General del Estado-Comunidad Autónoma de La Rioja en relación con la Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica

como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

- Resolución de 8 de octubre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista.
- Resolución de 9 de octubre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se publica el Acuerdo del Consejo por el que se asignan Consejeros a la Sala de Competencia y a la Sala de Supervisión regulatoria.
- Orden IET/1984/2013, del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, de 15 de octubre, por la que se dispone el cese y nombramiento de Vocal de la Junta Directiva de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.
- Resolución de 21 de octubre de 2013, de la Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local, por la que se publica el Acuerdo de la Comisión Bilateral de Cooperación Administración General del Estado-Comunidad Autónoma de Cantabria en relación con la Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional.

- Resolución de 31 de octubre de 2013, de Presidencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se acuerda la delegación de determinadas competencias.
- Resolución de 8 de noviembre de 2013, de Presidencia de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se crea la sede electrónica del organismo.
- Resolución de 14 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagás Transporte, SAU como gestor independiente de la red de SAGGAS.
- Acuerdo del Consejo de Ministros de 15 de noviembre, por el que se aprueba la asignación final gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a las instalaciones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión para el periodo 2013-2020 y para cada año a cada instalación.
- Resolución de 26 de noviembre de 2013, de la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia, sobre la certificación de Enagás Transporte, SAU como gestor independiente de la red de Enagás Transporte del Norte, SL.
- Orden IET/2459/2013, de 26 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2014.

Desarrollo NGTS y Protocolos de Detalle

- Resolución de 7 de febrero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las Normas de Gestión Técnica del Sistema NGTS-06 "Repartos" y NGTS-07 "Balance", y el protocolo de detalle PD-02 "Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)".
- Resolución de 30 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-04 "Mecanismos de Comunicación" de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista.

Asimismo, modifica la NGTS-06 "Repartos", NGTS-07 "Balance" y PD-02 "Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD)".

- Disposición Final Primera de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.

- Modificación de la Orden ITC/3126/2005, apartado 3.6.1 de la NGTS-03. Aumenta el derecho a 15 días de la capacidad de regasificación contratada, y añade: *"Para aquellos usuarios que hayan realizado cargas de buques y hubieran incurrido en desbalance de exceso de GNL, dicho desbalance, será minorado en una cantidad igual a las existencias cargadas en el mes, hasta un valor límite de 300 GWh, priorizando el tramo de precio superior."*

Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 22 de enero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 2013 y el 31 de marzo de 2014.
- Resolución de 8 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 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 2013 y el 31 de marzo de 2014.
- Orden IET/1119/2013, de 27 de mayo, por la que se autoriza la cesión de las concesiones de explotación de almacenamiento subterráneo de gas natural denominadas "Gaviota", "Serrablo" y "Yela" a la Sociedad Enagás Transporte, SAU.

Mercados – Subastas de gas

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 8 de abril de 2013, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2013 de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos "Yela" y "Castor".
- Resolución de 7 de mayo de 2013, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 17 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 Dirección General de Política Energética y Minas de 10 de mayo de 2013, 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 2013 y el 30 de junio de 2014.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 16 de mayo de 2013, por la que se establecen las características del desarrollo de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso durante el periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 23 de mayo de 2013, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta de adquisición del gas de operación correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2013 y el 30 de junio de 2014.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 13 de junio de 2013, 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 2013 y el 30 de junio de 2014.

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 30 de septiembre, por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta de adquisición de gas de base para la fijación de la TUR de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 24 de octubre, por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la TUR entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2014.

Tarifas y peajes

- Resolución de 18 de enero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 28 de diciembre de 2012, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 26 de diciembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden IET/2446/2013, de 27 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.

Resumen de novedades y/o modificaciones

- Representan un incremento medio del 2,3% con respecto a los peajes de 2013.
- Disposición Adicional Primera. Obligación de mantenimiento de existencias estratégicas de seguridad: "[...] las comercializadoras dispondrán del 1 al 15 de abril para adaptar anualmente su nivel de existencias [...]".
- Disposición Transitoria Tercera. Grupo de trabajo del Comité de Seguimiento del Sistema Gasista (CSSG) para actualización, revisión y modificación de normas y protocolos: "La renovación de los componentes del Grupo de trabajo del CSSG para la actualización, revisión y modificación de las normas y protocolos [...] se pospone hasta 30 días después de la entrada en vigor de la publicación de la modificación de la citada norma de gestión técnica NGTS-12".

Instalaciones

- Resolución de la Autoridad Portuaria de Valencia por la que se amplía el objeto de la concesión titularidad de "Planta Regasificadora de Sagunto, S.A." (SAGGAS) en el Puerto de Sagunto.
- Resolución de 10 de enero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga a Enagás, SA autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Anexo al gasoducto Granada-Motril ampliación de la posición

L-07 con estación de regulación y medida G-1600 (80/16) para un punto de entrega de gas natural", en el término municipal de Granada.

- Resolución de 4 de febrero de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga a Enagás, SA, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución "Gasoducto Algete-Yela. Modificación de la Posición J-02 con estación de regulación y medida (80/16) G-1000 para punto de entrega", en el término municipal de Marchamalo.
- Resolución de la Autoridad Portuaria de Gijón, por la que se hace público el otorgamiento de concesión administrativa a Enagás, SA para construcción y explotación del gasoducto "Musel-Llanera" e instalaciones auxiliares, en el tramo que discurre por la zona de servicio del Puerto de Gijón desde la Planta Regasificadora otorgada en concesión a Enagás, SA.
- Resolución de 6 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Endesa Gas Transportista, SL, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública del gasoducto denominado "Huerca-Overa-Baza-Guadix".
- Resolución de 7 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Gas Natural Transporte SDG, SL, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción del gasoducto denominado "Ramal a La Mariña Lucense".

- Resolución de 8 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás, SA, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 5 al proyecto de gasoducto “Almería-Chinchilla”, en el término municipal de Moratalla.
- Resolución de 26 de marzo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza el cambio de titularidad en las autorizaciones y concesiones otorgadas a Enagás, SA, a favor de Enagás Transporte, SAU.
- Resolución de 9 de abril de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga autorización de forma directa a Enagás Transporte, SAU, para la construcción de la estación de compresión de la conexión internacional de Euskadour.
- Resolución de 6 de mayo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución “Anexo al Gasoducto Duplicación Tivissa-Paterna, Tramo 1. Modificación de la Posición 15-04.D con EM G-250 para punto de entrega a Tortosa Energía”, en el término municipal de Tortosa.
- Resolución de 9 de mayo de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución “Anexo al Gasoducto Villalba-Llanera. Ampliación de la Posición I-008 con E.M. G-1000 para punto de entrega de gas natural”, en el término municipal de Ribadeo.
- Resolución de 22 de mayo de 2013, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, sobre la evaluación de impacto ambiental del proyecto “Modificación del gasoducto de transporte básico a la comarca del Barbanza”.
- Resolución de 23 de julio de 2013, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto “Gasoducto de transporte primario Son Reus-Inca-Alcudia, Illes Balears”.
- Resolución de 9 de septiembre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la situación de los proyectos de aquellas convocatorias de retribución específica cuyo plazo de finalización de construcción de las instalaciones se ha superado.
- Resolución de la Autoridad Portuaria de Bilbao, por la que se hace público el otorgamiento de concesión administrativa a favor de “Enagás Transporte del Norte, Sociedad Limitada”. (ERM en Punta Sollana Zierbana).
- Resolución de 17 de septiembre de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte, SAU autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 2 al proyecto del gasoducto “Zarza de Tajo-Yela”.
- Resolución de la Delegación del Gobierno en Castilla-La Mancha, por la que se convoca al levantamiento de actas previas a la ocupación de las fincas afectadas por la construcción de las instalaciones relativas a la adenda 2 al Proyecto del Gasoducto “Zarza de Tajo-Yela” y sus instalaciones auxiliares, en la provincia de Guadalajara.

- Resolución de 8 de octubre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a la empresa Enagás Transporte, SAU el cierre de los tanques TK-1200A y TK-1200B y sus instalaciones asociadas de la planta de regasificación de Barcelona.

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.

Contexto europeo

Para poder entender las principales novedades regulatorias acaecidas en 2013, así como los desarrollos iniciados que tendrán que ser definidos en los próximos años, es necesario explicar brevemente los principales hitos para la creación de un mercado interior europeo de gas natural y electricidad:

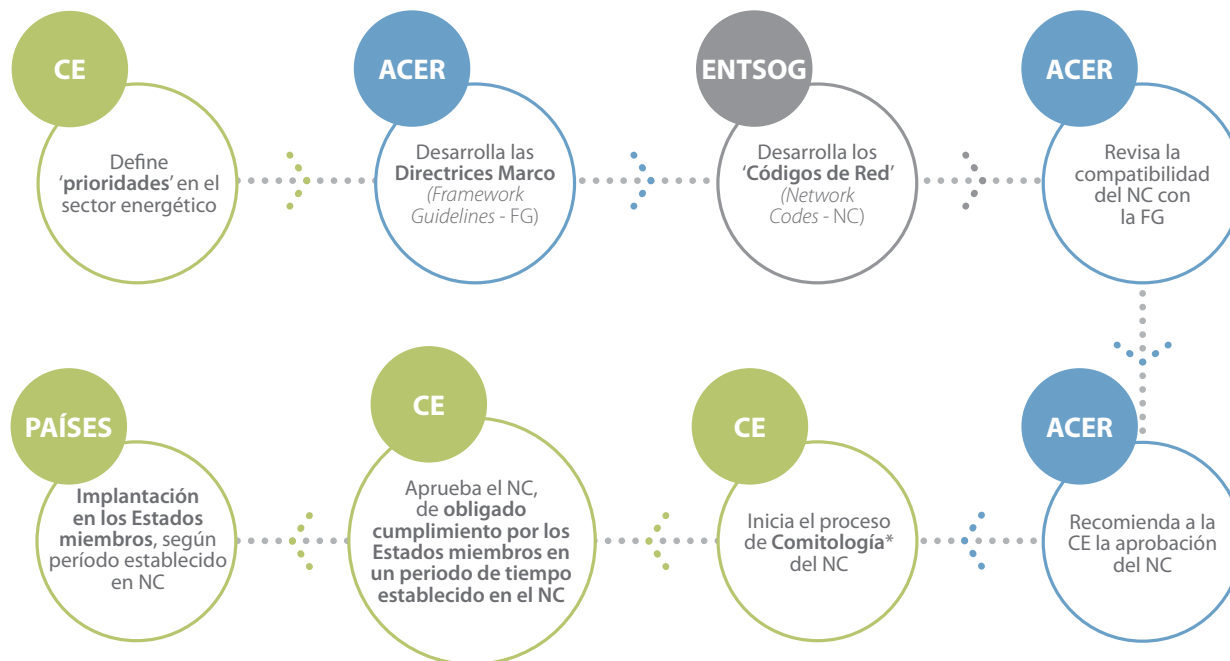
- El 13 de julio de 2009 se publicó el Reglamento Europeo 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (incluido dentro del denominado Tercer Paquete Energético de la Unión Europea).
- En este reglamento, se fijan las bases sobre el desarrollo de diferentes códigos de red europeos en 12 áreas distintas, tanto en gas como en electricidad, definiendo plazos y procedimientos formales. Áreas afectadas: capacidades, congestiones, peajes, balances, Operación, etc.
- Según las Instituciones europeas, el desarrollo de estos códigos de red es totalmente necesario para conseguir una armonización de las reglas del mercado de gas en Europa, con el objetivo de lograr un mercado único de gas sin barreras, más competitivo y eficiente.
- Este reglamento también establece las bases para la creación de una Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas (*ENTSOG, European Network of Transmission System Operators for Gas*) y le encarga el desarrollo de estos códigos de red. Una vez aprobados y publicados en el Diario Oficial de las Instituciones Europeas (DOUE), serán de obligado cumplimiento por todos los Estados miembros de la Unión Europea.
- Adicionalmente, el reglamento encarga a ENTSOG la realización, cada dos años, de un Plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario, no vinculante, que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación de suministro (*Ten-Year Network Development Plan*). Asimismo, ENTSOG tendrá que coordinar los Planes regionales de inversión (*GRIP, Gas Regional Investment Plan*), realizados por los TSOs, que focalizarán el plan de desarrollo de la red en cada una de las regiones existentes.

Proceso de aprobación de un código de red

El proceso de aprobación de un código de red requiere la coordinación entre los distintos organismos de la Unión Europea (Comisión, Parlamento y Consejo), ACER

(Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agencia de Cooperación de Reguladores Europeos de la Energía) y ENTSOG, siempre partiendo de las "directrices marco" marcadas por la Comisión Europea respecto a la política energética común.

Diagrama de flujo del proceso de desarrollo general de un código de red



*Comisión de expertos de los Estados miembros (Gobiernos), atendiendo a una solicitud de la Comisión Europea para la revisión y aprobación de un documento técnico de aplicación en toda la UE.

Principales novedades regulatorias

A continuación se presentan las principales novedades regulatorias acaecidas en 2013, así como los principales desarrollos que podrán tener repercusión en el ámbito nacional en un futuro próximo.

Los principales hitos regulatorios fueron, por orden cronológico, los siguientes:

Reglamentos europeos

- Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se deroga la Decisión nº 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) nº 713/2009, (CE) nº 714/2009 y (CE) nº 715/2009 (DOUE, 25 de abril de 2013). En este reglamento se definen los procedimientos y criterios para que un proyecto pueda ser considerado PCI.
- Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo (DOUE, 15 de octubre de 2013).
- Reglamento Delegado (UE) nº 1391/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión de

proyectos de interés común (DOUE, 21 de diciembre de 2013).

Otros hitos con relevancia a nivel europeo

- Publicación el 21 de febrero de 2013, por parte de ENTSOG, del documento *"Ten-Year Network Development Plan 2013-2022"*.
- Publicación el 14 de octubre de 2013 de la primera lista de PCI (Proyectos de Interés Comunitario) por parte de la Comisión Europea.
- Envío el 10 de septiembre de 2013 de la propuesta de ENTSOG al código de red de "Interoperabilidad y reglas de intercambio de datos" a ACER para su evaluación.
- Aprobación el 2 de octubre de 2013 por parte de la Comisión Europea, del texto definitivo del "Código de red de Balance". Se espera su publicación en el DOUE en marzo de 2014.
- Publicación el 15 de noviembre de 2013 por parte de ENTSOG de la "Metodología de Análisis Coste-Beneficio" (CBA) para Proyectos de Interés Común (PCI).
- Publicación el 29 de noviembre de 2013 por parte de ACER de la Directriz Marco (*Framework Guideline*) sobre la "Armonización de Estructuras Tarifarias".

Detalle de desarrollos por materias

A continuación se incluye una breve descripción de los principales desarrollos definidos por la regulación energética europea y, que tras su aprobación, tendrán que ser implantados por los Estados miembros.

Mecanismos de gestión de la congestión

Alcance descriptivo: Establecer mecanismos de gestión de la congestión contractual en conexiones internacionales, devolviendo al mercado la capacidad no utilizada para su reasignación durante los procesos normales de asignación, a fin de maximizar la capacidad disponible.

Contexto regulatorio: El 28 de agosto de 2012 se publicó en el DOUE 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 en lo relativo a procedimientos de gestión de la congestión en caso de congestión contractual (CMP). Marca como inicio de la utilización de los mecanismos CMP el 1 de octubre de 2013, excepto para el procedimiento UIOLU ST (*Use it or lose it – Short term*), que será de obligado cumplimiento en julio de 2016.

Actividad en 2013

Durante 2013 se trabajó en la implantación nacional/regional de los procedimientos de gestión de la congestión mediante la coordinación de los reguladores de la región sur de Europa (CNMC, ERSE y CRE) y de los TSOs (Enagás, REN, TIGF y GRTgaz).

Código de Red de Asignación de Capacidad (*Capacity allocation mechanisms*)

Alcance descriptivo: Establecer un mecanismo estandarizado de asignación de capacidad (subastas) en conexiones internacionales entre países miembros de la UE, así como productos estandarizados para ser ofertados y asignados.

Contexto regulatorio: Publicado en el DOUE el Reglamento 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento 715/2009.

Fija como fecha máxima de implementación del código CAM el mes de noviembre de 2015. La región sur de Europa, dentro de las iniciativas regionales del sur (SGRI), donde está incluida España, decidió adelantar su implantación a marzo de 2014.

Actividad en 2013

Durante 2013 se trabajó en la implementación nacional/regional de los mecanismos de asignación de capacidad en las conexiones internacionales entre Portugal, España y Francia, mediante la coordinación de los reguladores de la región sur de Europa (CNMC, ERSE y CRE) y de los TSOs de la región Sur (Enagás, REN, TIGF y GRTgaz).

Código de Red de Balance de Gas en el Sistema de Transporte

Alcance descriptivo: Armonizar y unificar a nivel europeo las herramientas de balance disponibles por comercializadoras y el gestor de red mediante mecanismos de mercado.

Actividad en 2013

El 2 de octubre se aprobó en la segunda reunión de comitología el texto definitivo del Código de Red de Balance. Tras su aprobación, se espera su publicación en el DOUE en marzo de 2014.

Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos

Alcance descriptivo: Facilitar el transporte de gas transfronterizo y la integración efectiva de los mercados, a través de la aplicación de una serie de principios armonizados y normas comunes sobre operación, medición, unidades, calidades de gas, odorización, intercambio de datos, etc.

Actividad en 2013

El 30 de noviembre de 2013, ACER emitió la recomendación positiva del Código de Red sobre “Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos”, por lo que a partir de esa fecha se iniciaron los trabajos de comitología.

Código de Red sobre Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas

Alcance descriptivo:

- Establecer unos requisitos claros y objetivos para la armonización de las estructuras de tarifas de transporte de gas en toda la UE.
- Contribuir a la competencia eficiente, y no discriminatoria, y al funcionamiento eficiente del mercado.

Actividad en 2013

El 29 de noviembre de 2013 fue publicada por parte de ACER la Directriz Marco (*Framework Guideline*) para la futura elaboración del código de red sobre armonización de estructuras tarifarias por parte de ENTSG.

Los hitos previstos para el desarrollo del código son los siguientes:

- Finalización de la propuesta por parte de ENTSG: Primer trimestre de 2015.
- Aprobación tras el proceso de comitología: Cuarto trimestre de 2015.
- Implementación por los Estados miembros: Plazo límite, 1 de octubre de 2017.

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Alcance descriptivo: Según el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSG emitirá, cada dos años, un plan decenal de desarrollo de la red de ámbito comunitario, no vinculante, que incluya una perspectiva europea en materia de adecuación del suministro.

Actividad en 2013

El 21 de febrero de 2013 ENTSG publicó el TYNDP 2013-2022. El 26 de marzo se celebró un *workshop* en Riga para mostrar y explicar al sector los resultados obtenidos. Este documento está pendiente de la opinión de ACER y puede consultarse en el apartado TYNDP de la página web de ENTSG (<http://www.entsog.eu>).

Gas Regional Investment Plan (GRIP)

Alcance descriptivo: Según el artículo 12.1 del Reglamento (CE) nº 715/2009, los TSOs publicarán un plan regional de inversiones cada dos años y podrán tomar decisiones sobre inversiones basándose en él.

El artículo 12.3 del mismo reglamento establece que, con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2, la Comisión Europea podrá definir la zona geográfica cubierta por cada estructura de

cooperación regional, teniendo presente las estructuras de cooperación regional existentes.

Actualmente existen seis regiones y España pertenece a la Región Sur, junto con Francia y Portugal.

Actividad en 2013

Durante 2013, el grupo de trabajo formado por Enagás, REN, TIGF y GRTgaz trabajó en elaboración del documento, siguiendo las directrices de ACER y actualizando toda la información para la Región Sur incluida en el TYNDP 2013-2022.

A finales del año, el borrador del documento inició un proceso de consulta pública al sector y reguladores y se espera su publicación en el primer trimestre de 2014.

Summer/Winter Outlook Supply

Alcance descriptivo: Según el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSG emitirá unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano.

Actividad en 2013

El 28 de noviembre de 2013, ENTSG publicó el documento *"Winter Supply Outlook 2013-2014"* y el *"Winter Review 2012-2013"*.

El 2 de mayo del mismo año publicó el documento *"Summer Supply Outlook 2013"* y el *"Summer Review 2012"*.

Seguridad de Suministro de gas natural

Alcance descriptivo: Asegurar que ningún ciudadano de la UE se quede sin gas debido a una crisis en el suministro, como las acontecidas en 2009 (interrupción del gas ruso que atraviesa Ucrania) o en febrero de 2012

(intensa ola de frío con temperaturas extremas que afectó a varios países de la UE), reforzando la coordinación europea y estableciendo una serie de requisitos para las conexiones entre Estados miembros.

Contexto regulatorio: 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 deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.

Actividad en 2013

El Grupo de las NGTS constituyó en 2012 un subgrupo específico de trabajo para la elaboración de la propuesta de actualización de la NGTS-9 "Operación normal del sistema", la NGTS-10 "Operación del sistema en situación excepcional" y la NGTS-11 "Situación de emergencia del sistema", para adaptar su contenido a lo establecido en el Reglamento UE 994/2010.

Este subgrupo continuó trabajando durante 2013 para abordar el desarrollo de un protocolo de detalle, procediendo con lo dispuesto en este reglamento, que establece:

- El contenido mínimo y estandarizado de los planes de emergencia para la seguridad del suministro que transportistas, distribuidoras y comercializadoras de gas natural deben elaborar en virtud de lo establecido en el artículo 40.3 del Real Decreto 1716/2004.
- Un procedimiento general de comunicación fuera de la operación normal en el sistema gasista.



South Region



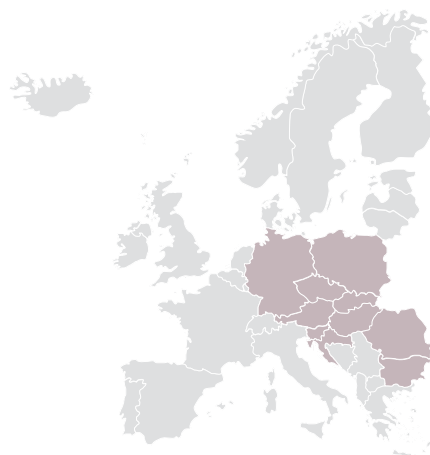
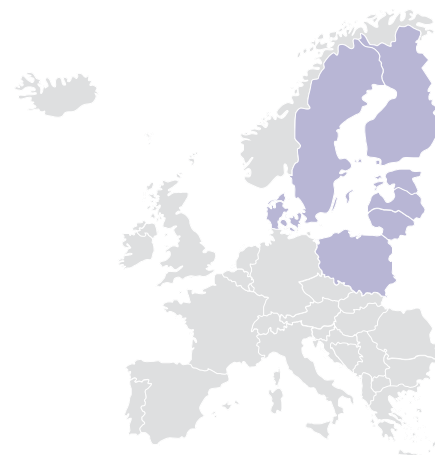
North-West Region



South-North Region



Southern Corridor Region

Central-Eastern
Europe Region

BEMIP Region

Infraestructuras transeuropeas (proyectos PCI)

Alcance descriptivo: Los proyectos de interés común (PCI) son aquellos desarrollos de infraestructuras, tanto en gas como en electricidad, que ayudan a los Estados miembros a integrar físicamente sus mercados energéticos, permitiendo diversificar las fuentes de suministro y contribuyendo a poner fin al aislamiento energético en el que se encuentran algunos países de la Unión Europea.

Contexto regulatorio: El Reglamento (CE) nº 347/2013 de 17 de abril de 2013 sobre directrices para infraestructuras transeuropeas define los procedimientos y criterios para que un proyecto pueda ser considerado PCI.

Actividad en 2013

Durante el año 2013, y previo a la publicación del Reglamento (CE) nº 347/2013, tuvo lugar un minucioso proceso de identificación y evaluación de proyectos PCI en la Unión Europea. Doce grupos de trabajo regionales ad hoc, cada uno de un área o de un corredor de prioridad estratégica, evaluaron los proyectos propuestos y establecieron una lista regional de los PCI antes de julio de 2013. También se realizó un proceso de consultas a los ciudadanos y a las partes interesadas, incluidas las ONG medioambientales.

En la preparación de la lista definitiva participaron representantes de los Estados miembros, de las Asociaciones Europeas de Gestores de Redes de Transporte de Gas y Electricidad (ENTSO-E y ENTSO-G), gestores de redes de transporte nacionales y promotores de proyectos, autoridades nacionales de regulación y la Agencia de Cooperación de los Reguladores Europeos de

la Energía (ACER), en calidad de miembros de los grupos regionales.

La primera lista de PCI fue publicada por la Comisión Europea el 14 de octubre de 2013. El listado comprende hasta 140 proyectos en el ámbito del transporte y almacenamiento de electricidad, unos 100 en el del transporte y almacenamiento de gas y GNL, y varios más referentes al petróleo y a las redes inteligentes.

En cuanto a proyectos de gas natural que involucran a España, el corredor "Proyectos que permiten flujos bidireccionales entre Portugal, España, Francia y Alemania" se define como uno de los prioritarios en el eje norte-sur de Europa Occidental ("*NSI West Gas*"). Incluye, entre otros, los siguientes proyectos en territorio español:

- Tercera interconexión entre Portugal y España.
- Conexión entre la Península Ibérica y Francia en Le Perthus (conocido como Midcat).

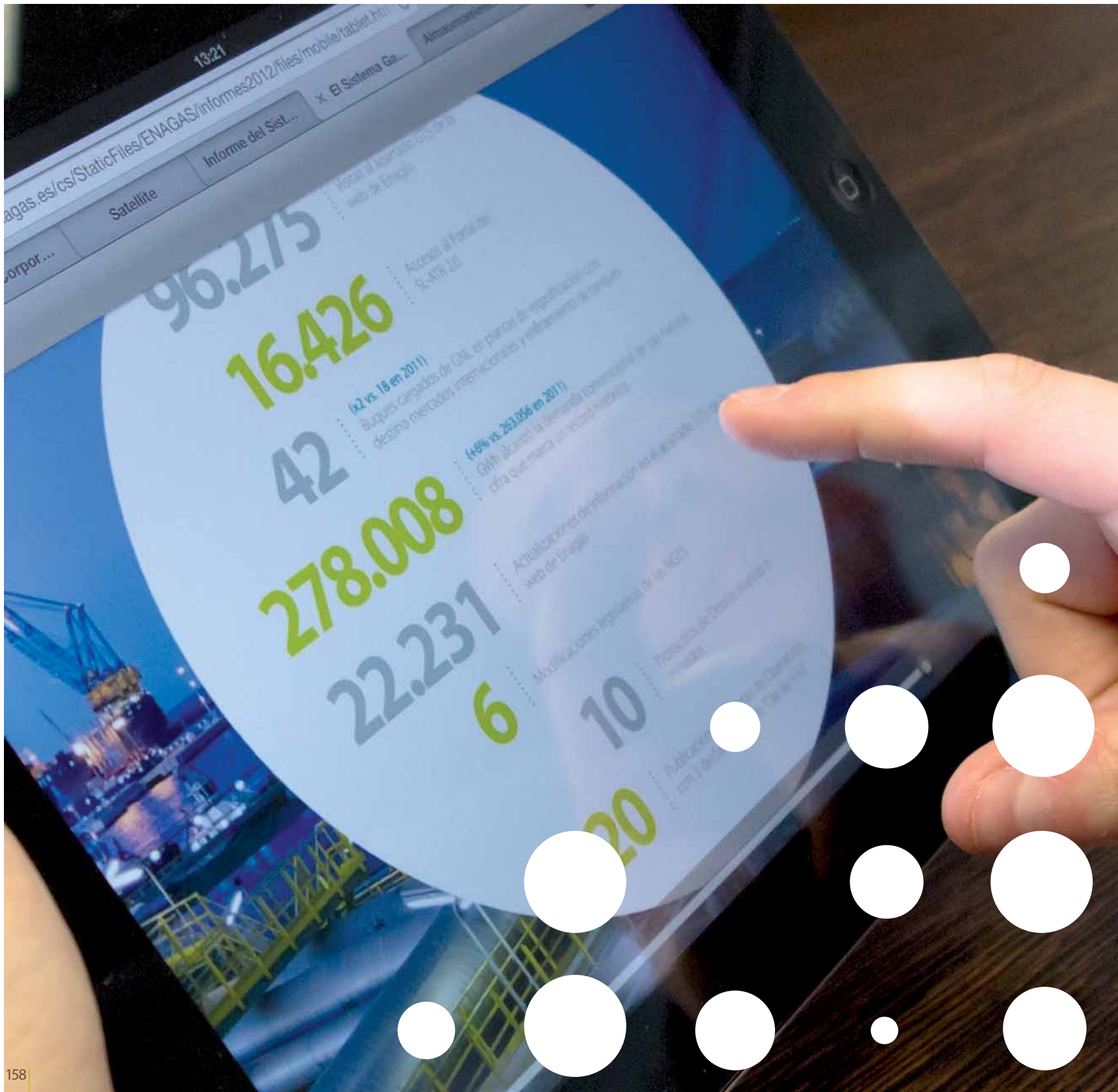
Los proyectos se beneficiarán de una serie de ventajas:

- Procedimientos acelerados para la planificación y la concesión de autorizaciones (plazo máximo obligatorio de tres años y medio).
- Una sola autoridad competente nacional que actuará como ventanilla única para los procedimientos de concesión de autorizaciones.
- Menores costes administrativos para los promotores de los proyectos y las autoridades, debido a una mayor racionalización del procedimiento de evaluación ambiental, al tiempo que se respetan los requisitos de la legislación de la Unión Europea.
- Mayor transparencia y mejora en la participación de la opinión pública.

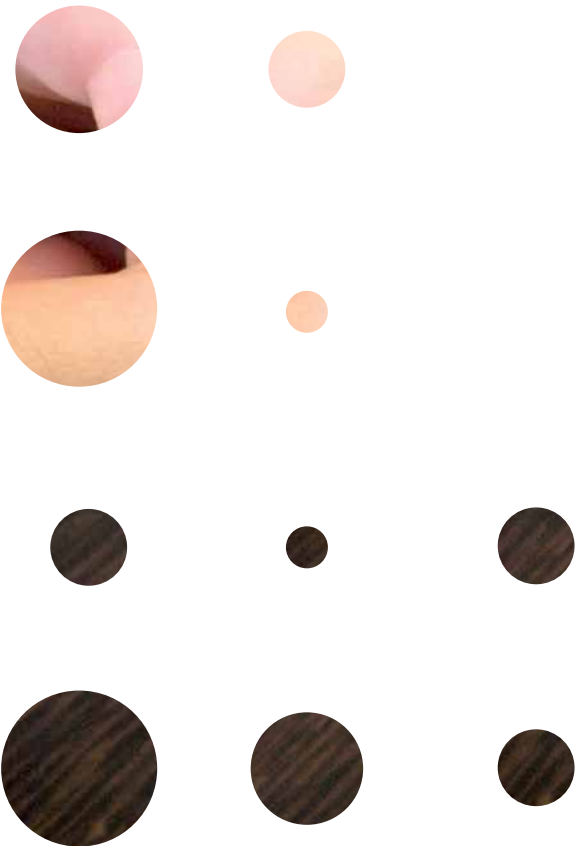
- Mayor visibilidad y atractivo para los inversores, gracias a un marco regulador mejorado en el que los costes se asignan a los países que más se benefician de un proyecto.

En paralelo, y de acuerdo a la regulación (UE) nº 347/2013, ENTSG tenía encomendado el desarrollo de una metodología de Análisis Coste-Beneficio (CBA) para la selección de proyectos PCI en futuras ediciones. El 15 de noviembre de 2013, publicó la Metodología de Análisis Coste-Beneficio (CBA) para proyectos de interés común (PCI).

El 21 de diciembre de 2013, se publicó en el DOUE el Reglamento Delegado (UE) nº 1391/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas, en cuanto a la lista de la Unión Europea de proyectos de interés común. La modificación consistió en la inclusión de un nuevo anexo con la primera lista de PCI, publicada por la Comisión Europea el 14 de octubre.



Marcadores



09

54%

Aprovisionamientos
en forma de GN.
Mayor porcentaje
desde hace 14 años.
Cambio de tendencia

166.470.000

Transacciones efectuadas
por el sector en el SL-ATR

50

(+19% vs. 2012)

Récord histórico de buques
cargados de GNL en plantas
de regasificación con destino
mercados internacionales y
enfriamiento de tanques

66.959

(+34% vs. 49.804 en 2012)

Transacciones en el
mercado secundario de
gas, por un volumen
de 398 TWh, equivalente
al 106% de la demanda

632

(+19% vs. 531 en 2012)

Asistentes al Comité
de Seguimiento del
Sistema Gasista. Máximo
histórico anual

8 modificaciones
legislativas de las NGTS
y Protocolos de Detalle

7 Publicaciones de
Notas de Operación
por el GTS, con tres
declaraciones de
"Ola de Frío"

333

TWh de demanda gasista nacional

277 TWh de demanda
convencional
57 TWh de entregas para
generación eléctrica

125.779 Visitas al apartado
GTS de la web de
Enagás. Máximo
histórico anual

74.274 Accesos al Portal
del SL-ATR 2.0

Cisternas cargadas a
partir del 23 de enero
de 2013. El 100% con
pedido previo

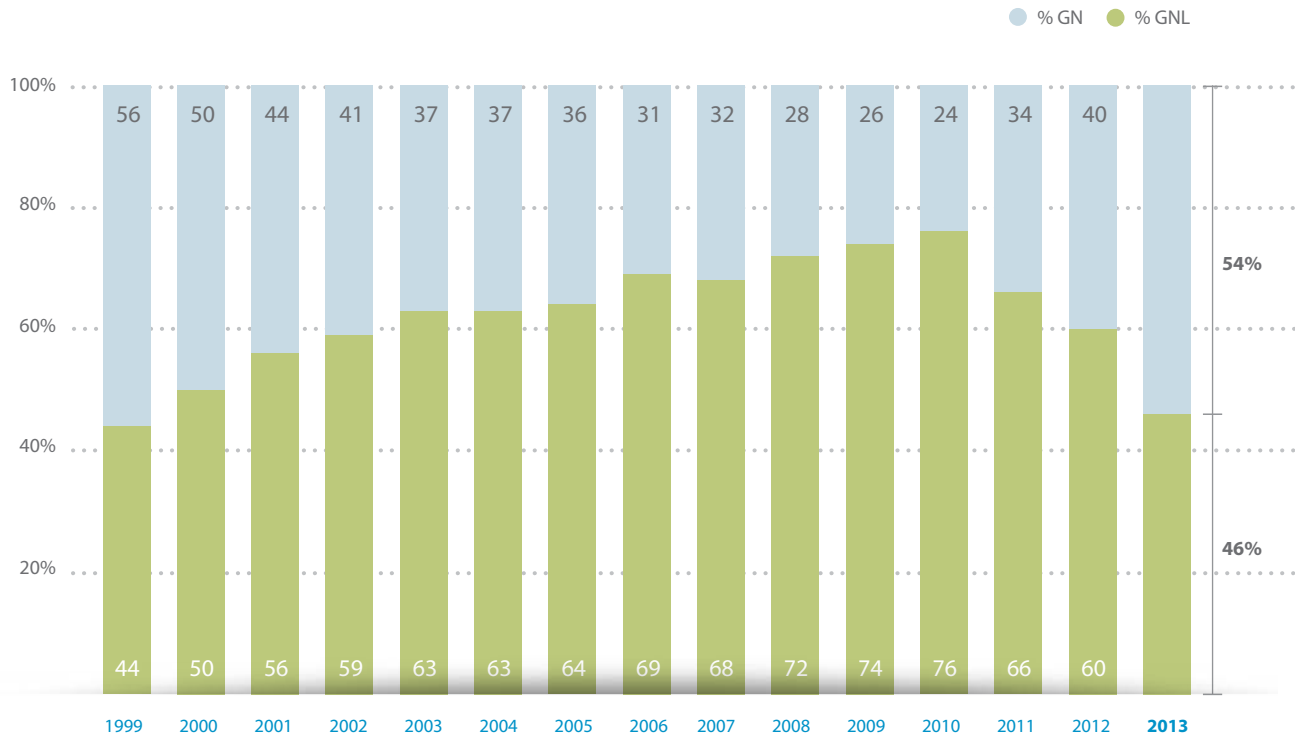
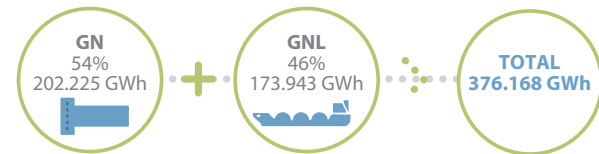
36.454

Aprovisionamientos

54%

Aprovisionamientos en forma de GN. Mayor porcentaje desde hace 14 años. Cambio de tendencia

El 9 de diciembre de 2013 se produjo un récord histórico de entradas por conexiones internacionales, con un volumen de gas importado por gasoducto de 691 GWh*.



* Gas en tránsito no incluido

Carga de buques

50

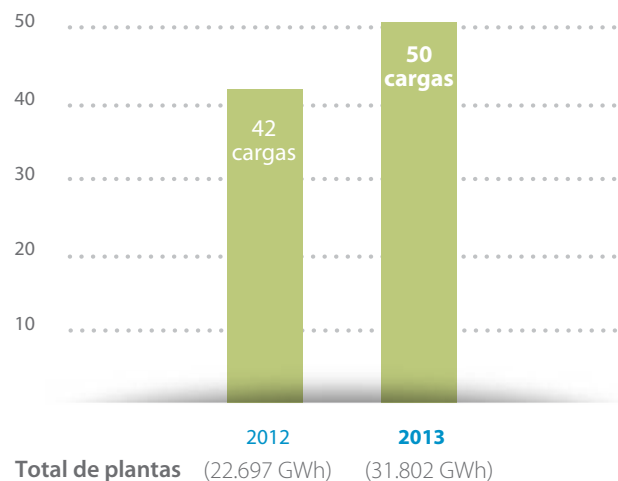
(+19% vs. 2012)

Récord histórico de buques cargados de GNL en plantas de regasificación con destino mercados internacionales y enfriamiento de tanques

El número de cargas de buques aumentó en 2013 un 19% respecto al año anterior.

Este incremento se debió principalmente a que la Planta de Sagunto realizó por primera vez este servicio y registró 16 cargas (12.294 GWh) en 2013.

El volumen de energía cargada en los buques aumentó un 40% respecto a 2012, que pasó de 22.697 GWh a 31.802 GWh.



Pedidos de cisternas

36.454

Cisternas cargadas a partir del 23 de enero de 2013.
El 100% con pedido previo

Gestión de Pedidos de Cisternas (SL-ATR)

Funcionalidad: Desde el 23 de enero de 2013, toda carga de cisternas en las plantas de regasificación

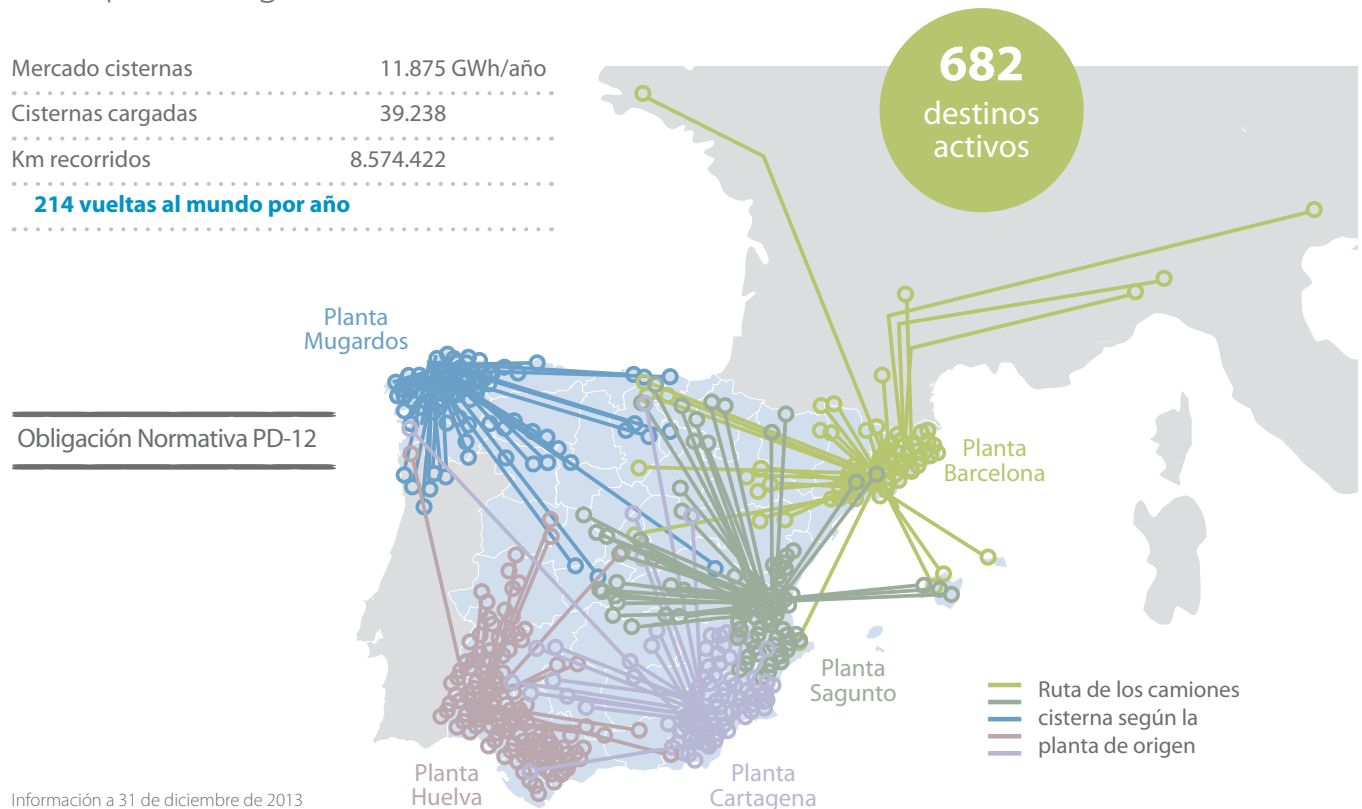
Principales magnitudes en 2013

Mercado cisternas	11.875 GWh/año
Cisternas cargadas	39.238
Km recorridos	8.574.422
214 vueltas al mundo por año	

debe tener un pedido previo en el que se indique el destino del GNL a cargar, la comercializadora, etc. Esta gestión por pedidos ordena el funcionamiento de esta actividad. Proceso 365 días.

Ámbito de aplicación: Implicadas las seis plantas de regasificación del Sistema (Barcelona, Huelva, Cartagena, Sagunto, Bilbao* y Mugardos). Interacción del SL-ATR con los sistemas de control de los cargaderos de todas las plantas (MONTREL).

*Temporalmente sin carga de cisternas



Información a 31 de diciembre de 2013

Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

166.470.000

Transacciones efectuadas por el sector en el SL-ATR

Repartos y Balance Diarios (SL-ATR)

Funcionalidad:

- Asignación a las comercializadoras de las salidas de gas desde la red de transporte
- Disminución significativa de los plazos para la publicación y cierre del balance diario pasando de 9 días a 12 horas
- Mayor grado de detalle en los Repartos Diarios publicados
- Incremento en la transparencia y trazabilidad de la información
- Proceso 365 días

Ámbito de aplicación: Interacción del SL-ATR con los sistemas de transportistas y distribuidoras para facilitar información a todas las comercializadoras.

Puesta en producción: 1 de julio de 2013

Necesario para el desarrollo del *hub* en España

Obligación Normativa (PD-02)

→ 1ª Adaptación a Europa

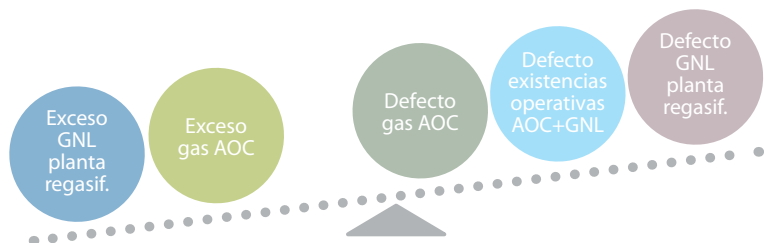


Gestión desbalances (SL-ATR)

Funcionalidad: Diariamente se pone a disposición de las comercializadoras los desbalances, calculados según la legislación vigente, en los que incurren tras la publicación del balance diario, con el fin de que puedan adoptar las decisiones operativas necesarias para corregirlos. Proceso 365 días.

Ámbito de aplicación: Disponible para el MINETUR, CNMC, GTS, comercializadoras y transportistas que operen plantas de regasificación.

Pueden consultarse los siguientes desbalances:



Transacciones en el mercado secundario de gas

66.959

(+34% vs. 49.804 en 2012)

Transacciones en el mercado secundario de gas, por un volumen de 398 TWh, equivalente al 106% de la demanda

Intercambios

Mes	Intercambios confirmados		Energía intercambiada GWh		GWh
	2012	2013	2012	2013	
Enero	4.640	6.101	32.030	29.032	
Febrero	4.917	5.233	41.620	28.750	
Marzo	4.800	5.956	40.983	34.881	
Abril	3.666	4.931	37.677	31.805	
Mayo	3.154	5.138	27.160	33.506	
Junio	3.375	5.405	27.780	31.136	
Julio	3.695	5.019	43.908	32.160	
Agosto	3.830	5.401	43.812	32.301	
Septiembre	3.617	5.290	34.784	36.403	
Octubre	4.274	4.943	42.720	32.211	
Noviembre	4.694	6.482	37.125	36.538	
Diciembre	5.142	7.060	44.392	39.220	
TOTAL	49.804	66.959	453.992	397.944	

Energía intercambiada en 2012	453.992 GWh	Total salidas 2013	375.830 GWh
Energía intercambiada vs. total salidas	115%	Energía intercambiada vs. total salidas:	106%

Acumulado dic-13	Nº intercambios confirmados		Energía intercambiada	
			GWh	%
PLANTAS	8.651	12,9%	260.253	65,4%
Vinculados a descarga	85		24.534	
GNL Barcelona	3.750	5,6%	70.868	17,8%
Vinculados a descarga	1		400	
GNL Cartagena	984	1,5%	26.593	6,7%
Vinculados a descarga	1		450	
GNL Huelva	1.940	2,9%	62.718	15,8%
Vinculados a descarga	11		3.421	
GNL Bilbao	901	1,3%	48.209	12,1%
Vinculados a descarga	35		10.077	
GNL Sagunto	542	0,8%	29.578	7,4%
Vinculados a descarga	5		2.260	
GNL Mugarodos	534	0,8%	22.287	5,6%
Vinculados a descarga	32		7.926	
AOC (incluye intercambios TUR)	58.241	87,0%	134.546	33,8%
AA.SS.	67	0,1%	3.145	0,8%
TOTAL	66.959	100%	397.944	100%
Intercambios eliminados	3.703	5,5%	86.330	21,7%
Intercambios TUR % en AOC	15.723	27,0%	3.930	2,9%

Demanda gasista nacional

333

TWh de demanda gasista nacional

277 TWh de demanda convencional

57 TWh de entregas para generación eléctrica

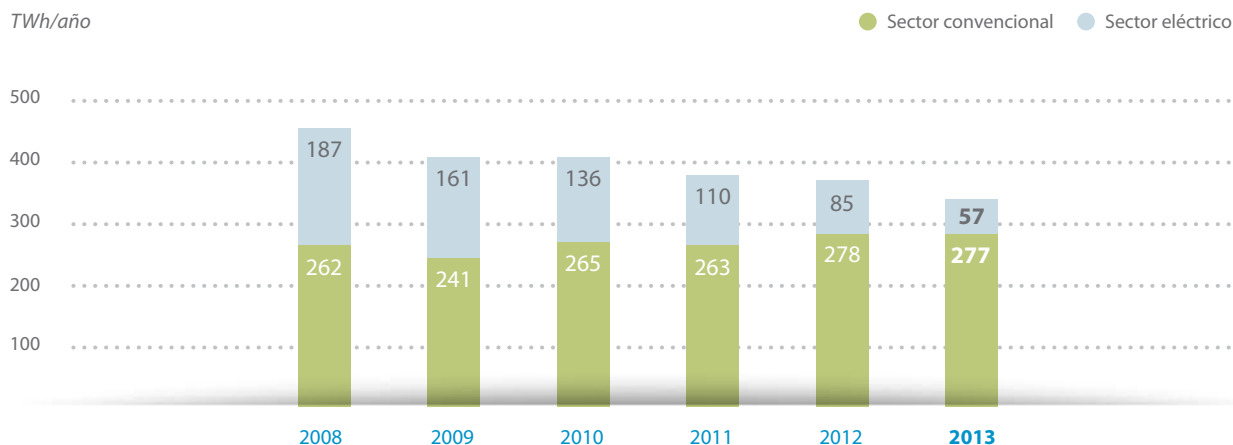
Evolución de la demanda convencional

Baleares, Castilla-La Mancha, Extremadura y Galicia registraron su **récord histórico** de demanda convencional.

Seguimiento del gas transportado

	2013	
	GWh	%Δ 2012
Mercado Nacional	333.421	-8%
Convencional nacional	276.608	-0,5%
Sector eléctrico	56.813	-33%
Salidas conexiones internacionales	10.607	+24%
Salidas Valle Guadalquivir	1	
Carga buques	31.802	+40%
Gas operación + gas talón	1.997	-33%
Transporte actividad regulada	377.828	-5%
Salidas GME tránsito a Portugal REN	23.270	+5%
TOTAL SALIDAS	401.098	-4%

TWh/año



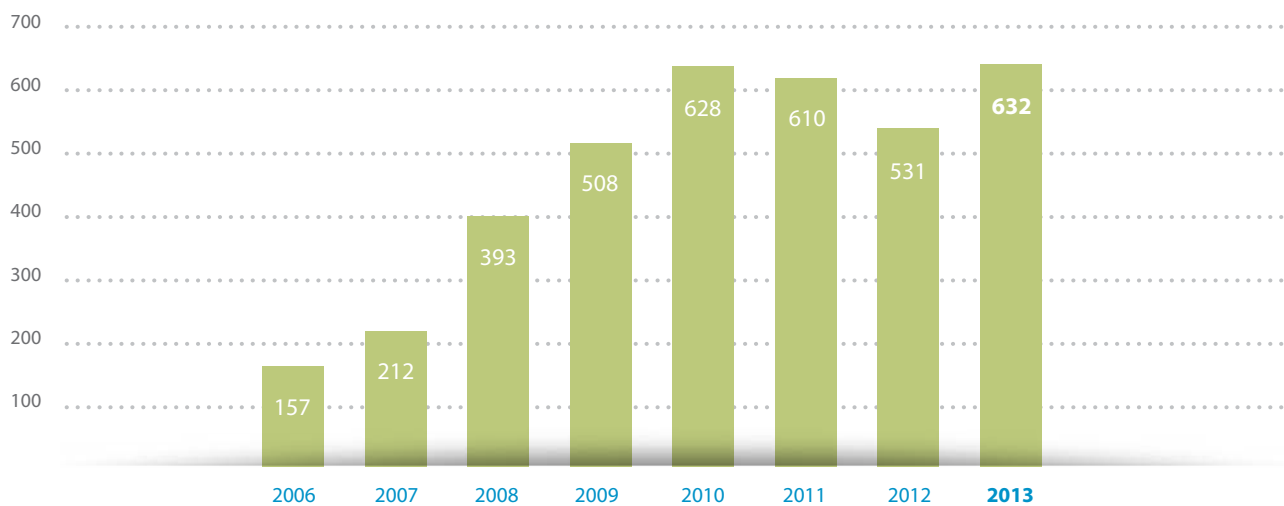
Asistentes al CSSG

632

(+19% vs. 531 en 2012)

Asistentes al Comité de Seguimiento del Sistema Gasista. Máximo histórico anual

Número de asistentes al Comité de Seguimiento del Sistema Gasista



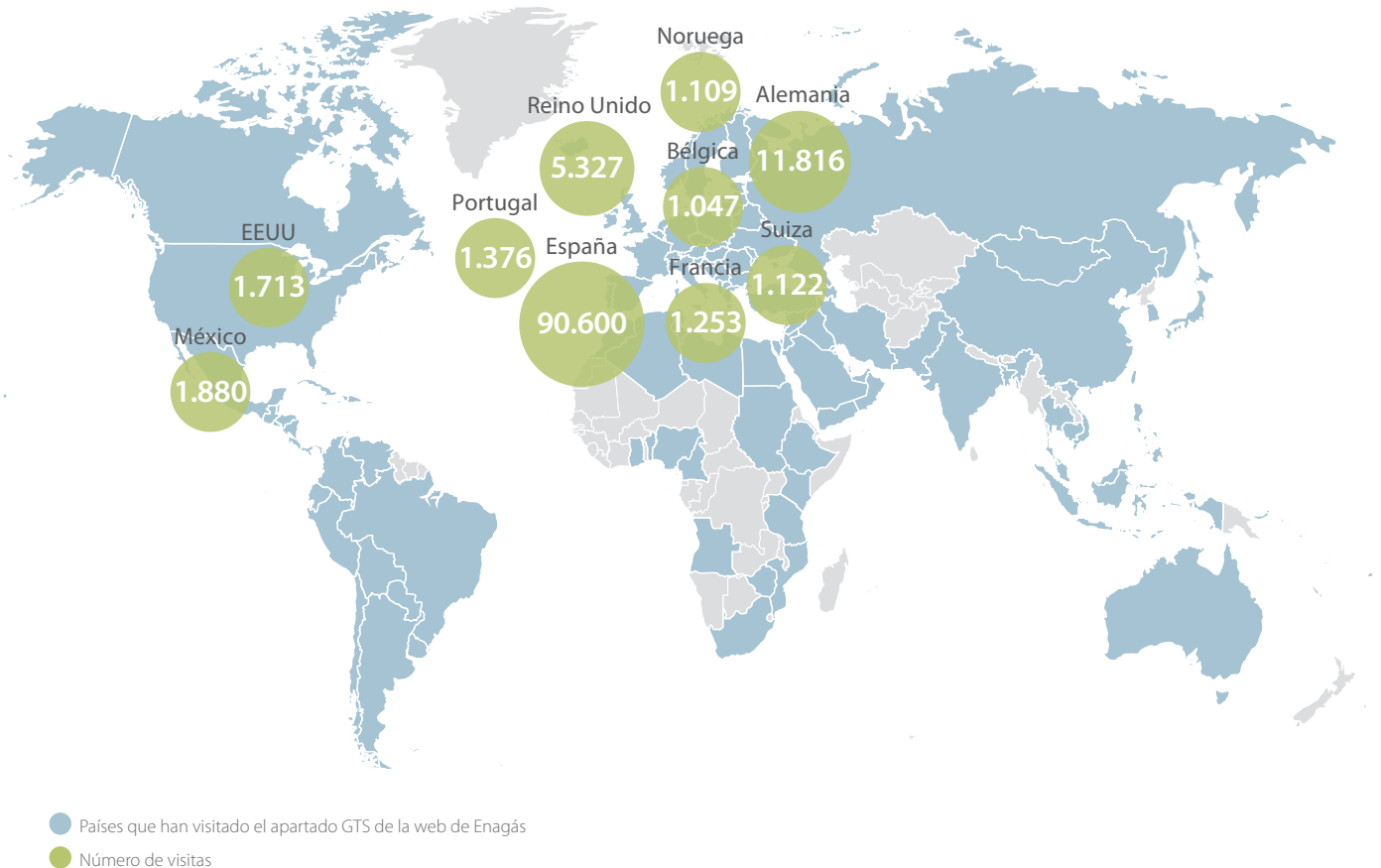
Visitas al apartado GTS de la web de Enagás

125.779

Visitas al apartado GTS de la web de Enagás. Máximo histórico anual

74.274

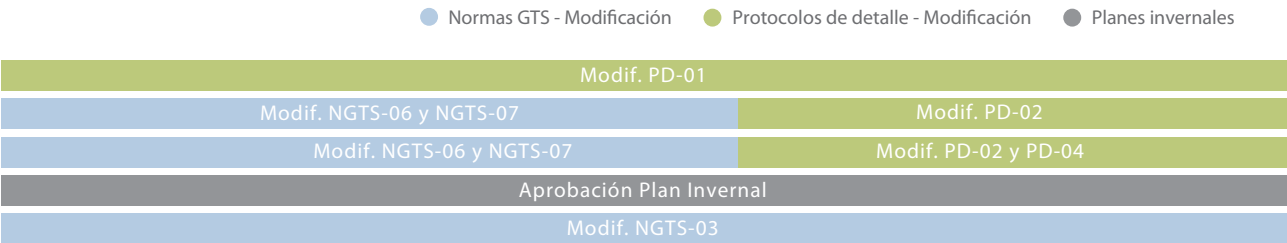
Accesos al Portal del SL-ATR 2.0



Desarrollos legislativos

8

Modificaciones legislativas de las NGTS y Protocolos de Detalle



Notas de Operación

7

Publicaciones de Notas de Operación por el GTS, con tres 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

*Todas las SOE’s declaradas hasta la fecha han sido tipo “0”. Nunca se han declarado tipo “1” o “2”

- 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 CNMC (antes CNE), REE, UME y a los afectados. Se publican en la web.

Está sistematizada su numeración, seguimiento y cierre.

Se complementa con información relevante.

6 declaraciones de SOE tipo “0”
3 por “Olas de Frío”
3 por desvío de buques
1 por incidente en el sistema de transporte/distribución, subsanada en pocas horas

ELEMENTAL
CHLORINE
FREE
GUARANTEE



Edición

Enagás, S.A.

Dirección de Comunicación y Relaciones Institucionales

Diseño y maquetación

Estudi Ferran Sendra

Impresión

Roda Línea Gráfica, SCP

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
www.enagas.es

Síguenos  