

El Sistema Gasista Español | Informe 2016



El Sistema Gasista Español | Informe 2016



Índice

01 Resumen de movimiento de gas y principales hitos **pág. 9**

02 Demanda de gas natural **pág. 19**

03 Aprovisionamientos de GN y GNL **pág. 49**

04 Plantas de regasificación **pág. 59**

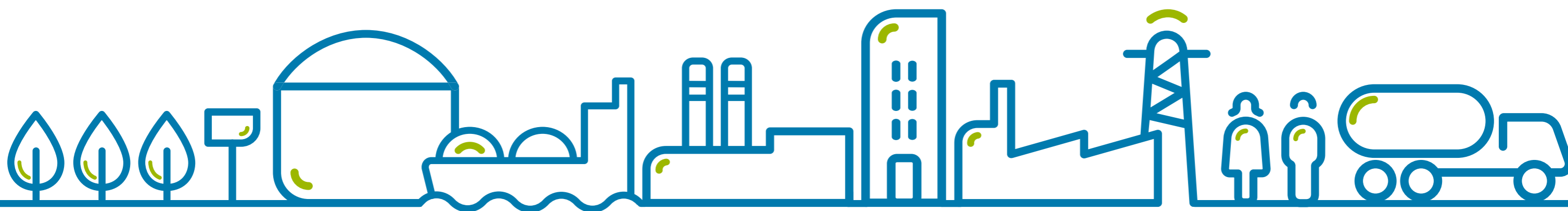
05 Conexiones internacionales **pág. 81**

06 Almacenamientos subterráneos **pág. 91**

07 Transporte de gas **pág. 97**

08 Desarrollo legislativo **pág. 105**

09 Mercados de capacidad y gas **pág. 121**



Los datos relativos a 2016 contenidos en este informe podrían experimentar pequeñas variaciones tras el cierre contable del año.

Datos clave

+2,1%

Crecimiento de la **demand**a gasista nacional

10

Países suministraron gas natural al Sistema Gasista español. Alto grado de diversificación

29

días: el GTS realizó acciones de balance, 26 de compra (**635,8 GWh**) y 3 de venta (**107,0 GWh**)

321,5

TWh demanda gasista nacional
261,8 TWh demanda convencional
59,7 TWh entregas para generación eléctrica

6

de octubre: primera acción de balance. El GTS compra **3,6 GWh** en el Mercado Organizado de Gas

2

Nuevos países suministradores de GNL: **Estados Unidos** y **Angola**

109

Usuarios adheridos al **Contrato Marco** de acceso a las instalaciones

476

GWh/día nuevo récord de consumo de gas para generación eléctrica desde enero de 2012, registrado el **16 de noviembre**

58%

Aprovisionamientos en forma de gas natural (GN)

42,9

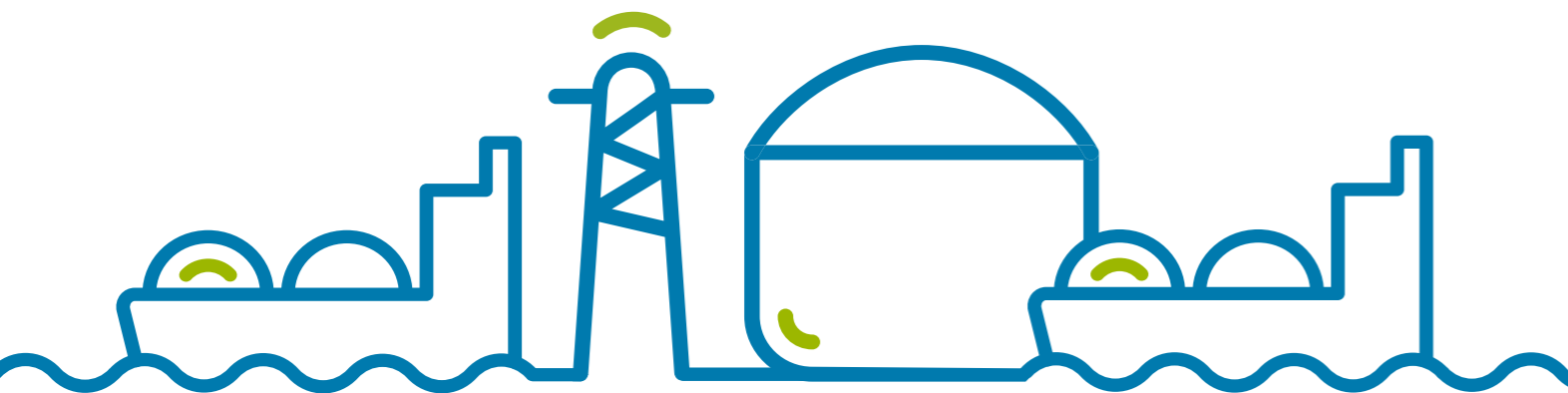
TWh exportados a través de las conexiones internacionales **+5% vs. 2015**

84

Usuarios habilitados en el **Punto Virtual de Balance**

4.355

Operaciones formalizadas en la Plataforma de Contratación de Capacidad



01 | Resumen de movimiento de gas y principales hitos



En 2016 se han superado importantes hitos que dan cumplimiento a la Circular de Balance 2/2015 y al Real Decreto 984/2015.

- La **demanda nacional de gas natural** alcanzó los 321,5 TWh, lo que supuso un incremento del 2,1% respecto al ejercicio anterior.
- La **demanda convencional de gas natural**, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneraciones, así como el mercado de cisternas, fue de 261,8 GWh, un 3,3% superior a la de 2015.
- El incremento de demanda tanto nacional como convencional se debió, principalmente, al aumento del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes, que registró una subida de 1,9 TWh (3,2%) respecto al año anterior, y del sector industrial, que aumentó su demanda de gas en 5,9 TWh (3,2%).
- Las **entregas de gas para el sector eléctrico** acumularon 59.664 GWh, de los que 202 GWh/año correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas y 59.462 GWh/año al consumo de gas para ciclos combinados.
- El **máximo de demanda nacional** de 2016 se produjo el 14 de diciembre con 1.445 GWh/día. El mayor valor registrado de demanda convencional, 1.069 GWh/día, se alcanzó el 19 de diciembre. El 16 de noviembre se registraron 476 GWh/día, récord de consumo de gas para generación eléctrica desde enero de 2012.
- Al igual que en años anteriores, las **comunidades autónomas** con mayores consumos fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. Destacó también la subida del consumo de gas en la mayoría de las comunidades autónomas.
- En el Sistema Gasista español, como en años anteriores, se mantuvo un **alto grado de diversificación** y se importó gas natural de diez países.
- Argelia se consolidó como principal proveedor del suministro gasista, seguido de Nigeria y del gas procedente de Europa a través de Francia.
- Por cuarto año consecutivo, **los suministros** en forma de gas natural (GN), 58%, superaron a los de gas natural licuado (GNL), 42%.
- En el cómputo anual, las entradas al Sistema en forma de GN acumularon 211.119 GWh.
- El **gas exportado** a través de las conexiones internacionales fue de 42.882 GWh, un 5% más que en 2015.
- Las **descargas en las plantas de regasificación** alcanzaron los 153.213 GWh. Un total de 190 buques metaneros descargaron en las plantas del Sistema.

190

Buques metaneros
descargaron en las plantas del
Sistema Gasista en 2016



- Cada una de las plantas de regasificación, excepto la Planta de Mugaros, recibió gas procedente de al menos cinco países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló mayor volumen descargado fue Huelva, seguida de Barcelona y Sagunto.
- Sagunto fue la terminal con mayor número de descargas, seguida de Huelva y Barcelona.
- En 2016 se incluyeron en la cartera de **orígenes de GNL** dos nuevos países: Angola y Estados Unidos. Este último se ha convertido en exportador a nuestro Sistema Gasista utilizando como punto de partida de GNL la Planta de Sabine Pass (en la costa del Golfo de México). Esta planta licúa gas natural procedente de la extracción mediante fractura hidráulica a lo largo del sur de Estados Unidos.
- La **campana de inyección** de gas en almacenamientos comenzó el 1 de abril y finalizó el 31 de octubre. Durante este periodo, la inyección acumuló 6.512 GWh. El incremento de gas colchón en Yela alcanzó los 1.365 GWh.
- La extracción acumulada fue de 7.271 GWh.
- A lo largo de 2016 la ampliación e incorporación de **nuevas infraestructuras** contribuyó a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español. Destacaron:
 - Transporte primario: Gasoducto Cas Tresorer-Manacor-Felanitx. Consta de dos tramos: el primero con una longitud de 45 km, un diámetro de 16" y una presión de diseño de 80 bar; y el segundo con una longitud de 14 km, un diámetro de 12" y una presión de diseño de 80 bar.
 - Transporte secundario: Gasoducto Villanueva del Arzobispo-Castellar. Cuenta con una presión máxima de servicio de 59 bar, 14 km y un diámetro de 8".
- A finales de 2016 el Sistema Gasista español contaba con un total de 11.369 km de gasoductos de transporte primario.
- La **adquisición de gas talón, gas colchón, gas de operación sufragado** por el Sistema Gasista y gas destinado a realizar **acciones de balance** se llevó a cabo en el Mercado Organizado de Gas, dando cumplimiento a la legislación vigente. De esta manera se adquirieron 1.365 GWh en concepto de gas colchón, 388 GWh destinados a gas talón y 698 GWh para cubrir las necesidades de gas de operación sufragado por el Sistema Gasista.
- De acuerdo con la Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del 1 de marzo de 2016, desde el 1 de octubre de 2016 es imprescindible superar el **proceso de habilitación** que autoriza a los usuarios a disponer de una cartera de balance en el PVB (Punto Virtual de Balance) que les permita operar y realizar notificaciones de transacciones de gas en el mismo. El Gestor Técnico del Sistema (GTS) gestiona el proceso de habilitación y publica en su web la lista actualizada de usuarios habilitados para conocimiento de los agentes. 84 usuarios se han habilitado en el PVB.

6.512 GWh

Inyección de gas en almacenamientos
subterráneos (1 abril - 31 octubre)



- La Circular de Balance 2/2015 (Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del Sistema, establece un nuevo **régimen de garantías** en el sector gasista. De acuerdo con la nueva normativa, todo sujeto que desee contratar capacidad o servicios en las instalaciones del Sistema Gasista debe contar con garantías suficientes para responder a las obligaciones derivadas de estos contratos.
- El GTS es el **coordinador de garantías** en las actividades de contratación de Acceso de Terceros a la Red (ATR) y desbalances en PVB: calcula su importe inicial, realiza actualizaciones cuando proceden y lleva a cabo la ejecución de las mismas en caso de impagos.
- El **1 de octubre** culminó con éxito la implantación de la Circular de Balance y del Real Decreto 984/2015.
- El Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red, **SL-ATR 2.0**, se adaptó al nuevo sistema de plazos y procesos.
- La **metodología de cálculo de tarifas de desbalance** de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establece siete nuevos procesos de liquidaciones muy exigentes en plazos que, desde el 1 de octubre de 2016, han ido implementándose gradualmente. El GTS tiene como función realizar la liquidación de recargos por desbalances diarios y por compraventa de productos normalizados en el PVB con sus versiones de M+1, M+4 y M+16.

- La **Plataforma de Contratación de Capacidad**, en funcionamiento desde el 1 de octubre de 2016, ha contribuido a simplificar y agilizar la contratación a los usuarios. 109 usuarios se han adherido al Contrato Marco de acceso a las instalaciones.
- La contratación formalizada en la Plataforma de Contratación de Capacidad alcanzó las 4.355 operaciones.
- El 6 de octubre se realizó la primera **acción de balance** en la que el Gestor Técnico del Sistema compró 3,6 GWh en el Mercado Organizado de Gas.
- Durante el último trimestre de 2016 el GTS realizó acciones de balance en 29 días: 26 de compra (635,8 GWh) y 3 de venta (107,0 GWh).
- Enagás GTS fue sometido, voluntariamente y por sexto año consecutivo, a revisión externa de su sistema de control, establecido en los procesos de gestión de la capacidad y seguridad del suministro en el Sistema para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2015.

Esta revisión se efectuó de forma consistente con el estándar "Statement on Standards for Attestation Engagements (SSAE) Nº 16", establecido por el American Institute of Certified Public Accountants (AICPA). 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.

29 días

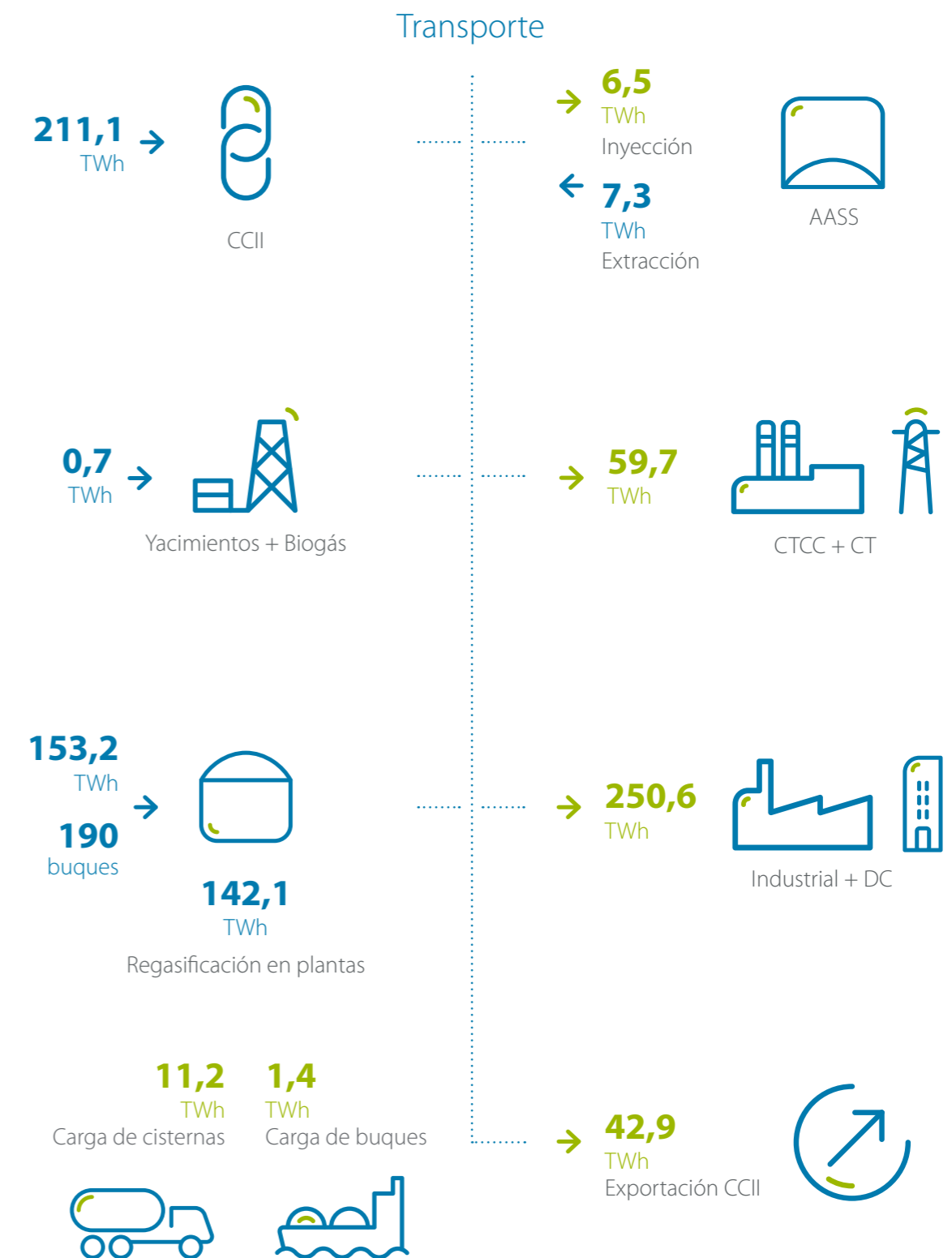
Acciones de balance

realizadas por el GTS,
26 de compra y 3 de venta

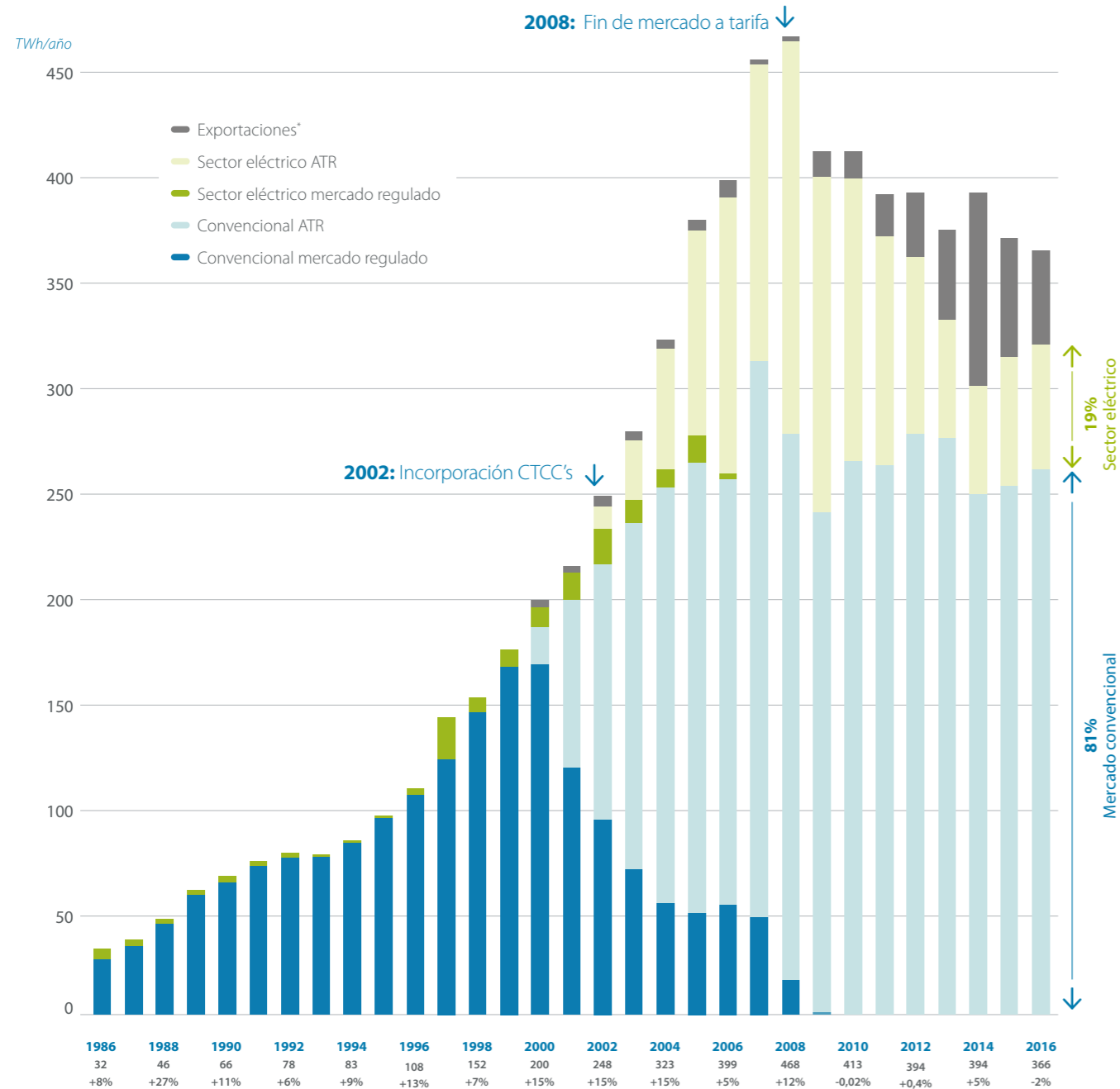


Puede acceder a información adicional sobre el Sistema Gasista español en el apartado de Gestión Técnica del Sistema o haciendo **click aquí**.

Cadena de valor del Sistema Gasista español 2016

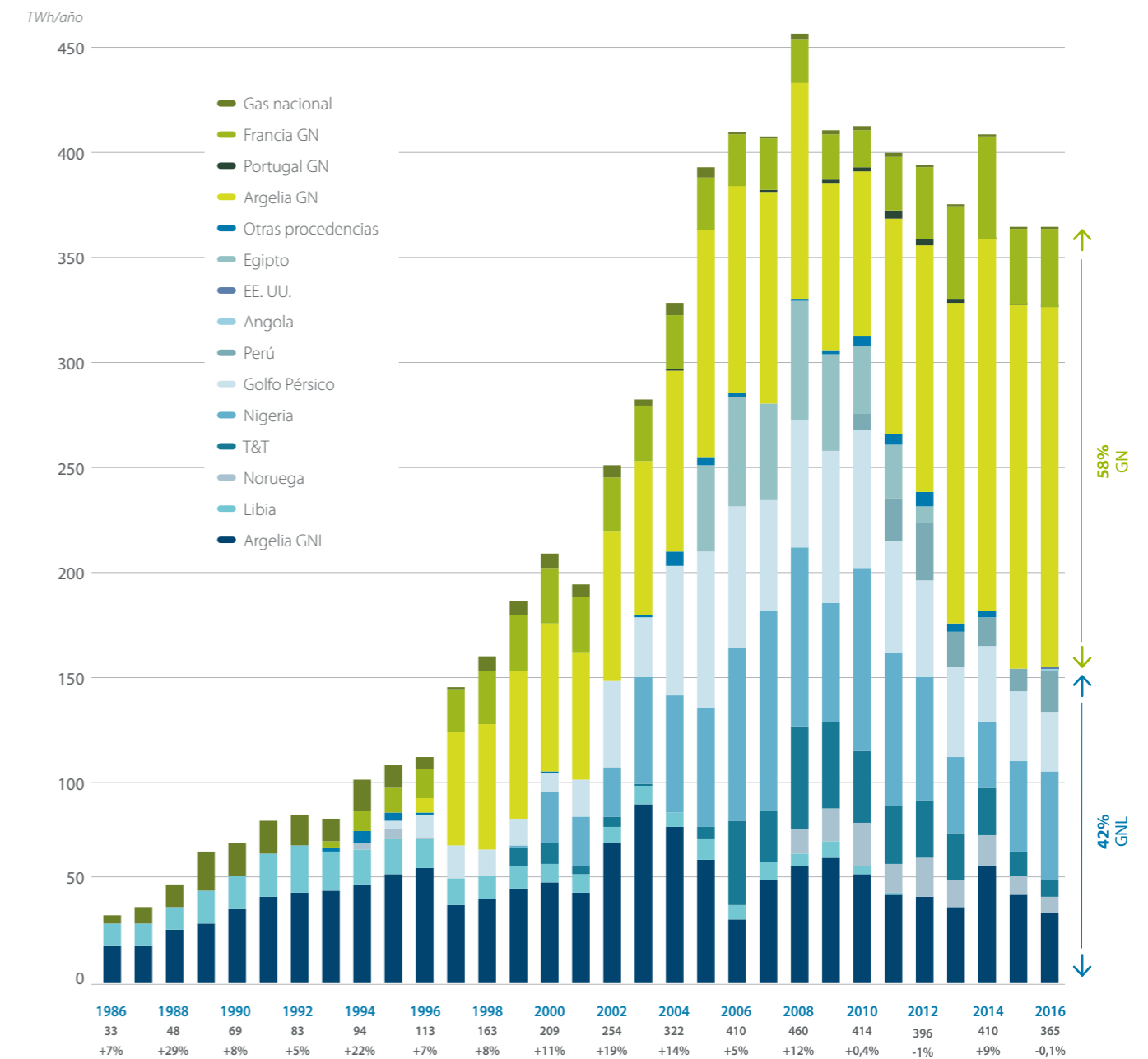


Evolución de las entregas de gas

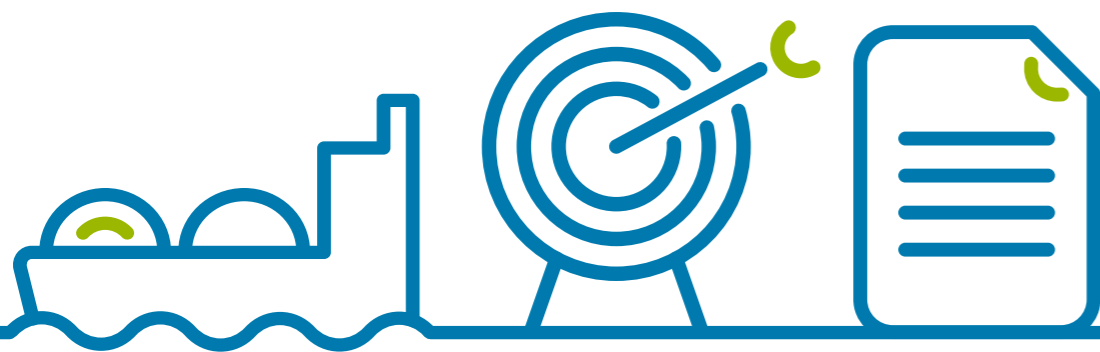


* Se incluyen las exportaciones por conexiones internacionales y las cargas de buques.

Evolución de los aprovisionamientos



02 | Demanda de gas natural



En 2016 la demanda gasista nacional aumentó por segundo año consecutivo desde 2008, hasta alcanzar los 321,5 TWh. Además, el sector industrial, principal consumidor de gas natural, incrementó la demanda un 3,2%, en línea con la evolución de la economía española.

Las principales causas de este incremento de demanda fueron el aumento del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes, que registró una subida de 1,9 TWh (3,2%) respecto al año anterior, y del sector industrial, que también aumentó su demanda de gas en 5,9 TWh (3,2%).

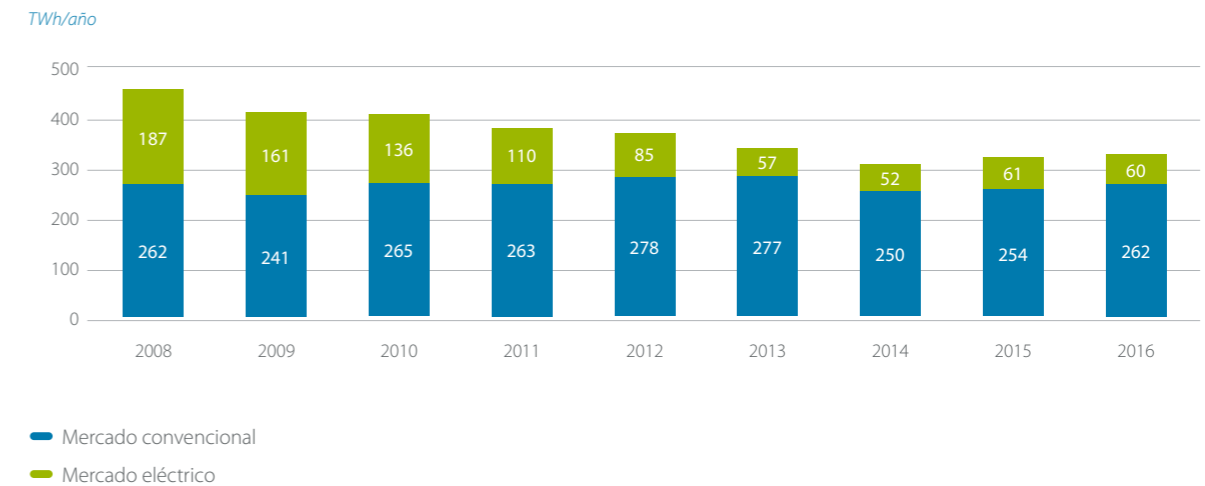
Evolución demanda de gas

TWh	2015		2016	
	Real	Cierre	TWh/año	(%)
Demanda				
Convencional	253,5	261,8	8,3	3,3%
DC y pymes	60,7	62,6	1,9	3,2%
Industrial	182,1	188,0	5,9	3,2%
Cisternas	10,7	11,2	0,5	4,8%
S. Eléctrico	61,2	59,7	-1,6	-2,6%
Total	314,8	321,5	6,7	2,1%

3,2%

Aumento de la demanda

del sector industrial, principal demandante de gas con un 58,5% del total



En 2016 el mercado industrial continuó siendo el principal demandante de gas con un 58,5% del total consumido, seguido del sector doméstico-comercial y pymes con un 19,5%, de las centrales eléctricas con un 18,6%, y de las cisternas de GNL con un 3,5%.

El mercado convencional, que engloba al sector industrial (incluido el consumo de gas ligado a la cogeneración), al sector doméstico-comercial y pymes y al mercado de cisternas, finalizó el ejercicio 2016 con un incremento del 3,3% respecto al año anterior. Por su parte, las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales térmicas se mantuvieron en valores similares a 2015.

Cabe destacar el comportamiento claramente diferenciado de la demanda nacional de gas en el primer y segundo semestre de 2016:

- **Primer semestre 2016.** La demanda nacional disminuyó un 1,4% respecto al mismo periodo de 2015, debido a unas temperaturas más cálidas que dieron lugar a un descenso de 0,8 TWh en el consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes. Asimismo, se produjo una mayor aportación hidráulica (+39%) y eólica (+5%), que derivó en una reducción de 3,8 TWh en el consumo de gas del sector eléctrico.
- **Segundo semestre 2016.** La demanda nacional creció un 5,8%, debido a unas temperaturas más frías, concentradas en los meses de noviembre y diciembre, que dieron lugar a una subida de 2,7 TWh en el sector doméstico-comercial y pymes. Por su parte, el consumo de gas para el sector eléctrico aumentó 2,2 TWh en el semestre, principalmente por la menor aportación eólica (-8%) y el aumento de la demanda eléctrica (+2%). Asimismo, el sector industrial creció 5,8 TWh, un 4,1% en el segundo semestre, frente al crecimiento del 2,3% del primero.

Demanda total por comunidades autónomas

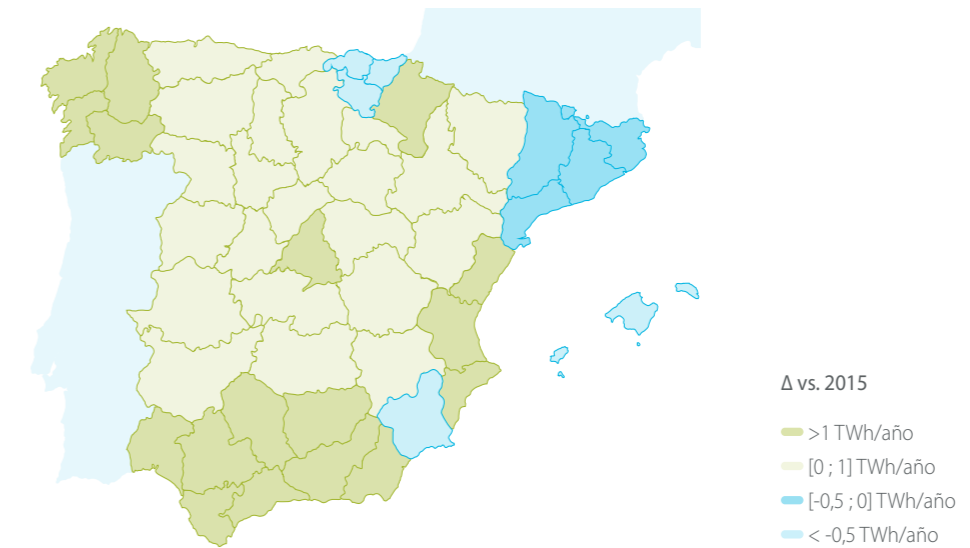
Durante el año 2016, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. Entre ellas suman cerca de la mitad del consumo total de gas natural en España.

Destaca la subida generalizada del consumo de gas en el año 2016 en la mayoría de las comunidades autónomas. Este incremento fue más pronunciado en Navarra (+20%) y La Rioja (+19%), debido en ambos casos al aumento de la generación eléctrica con ciclo combinado.

Las comunidades autónomas que vieron reducido su consumo de gas en 2016 fueron Baleares, Murcia, País Vasco y Cataluña, debido principalmente a un menor consumo de gas para el sector eléctrico.

CCAA	DC y pymes		Industrial		S. eléctrico		Total demanda gas de emisión					
	2016	Δ vs 2015	2016	Δ vs 2015	2016	Δ vs 2015	2016	Δ vs 2015	2016	Δ vs 2015	2016	Δ vs 2015
Cataluña	14,6	-0,1	-1%	34,1	-0,5	-1%	15,9	0,1	1%	64,6	-0,5	-0,3%
Andalucía	1,8	0,2	11%	29,0	1,6	6%	13,4	1,0	8%	44,2	2,8	7%
C. Valenciana	3,0	-0,05	-2%	24,9	2,1	9%	10,2	-0,2	-2%	38,2	1,9	5%
País Vasco	5,3	0,04	1%	17,9	-1,1	-6%	4,2	-1,2	-22%	27,4	-2,2	-7%
Madrid	18,2	0,9	5%	6,4	0,7	12%	0,0	0,0	0%	24,5	1,6	7%
Murcia	0,4	0,02	5%	15,2	-0,2	-1%	2,4	-1,9	-45%	18,0	-2,1	-10%
Castilla y León	5,9	0,3	6%	11,8	0,1	0,4%	0,0	0,0	0%	17,7	0,4	2%
Galicia	1,8	0,1	7%	11,8	1,6	16%	1,5	0,7	80%	15,1	2,4	18%
Aragón	2,9	0,2	8%	11,5	0,2	2%	0,6	0,0	-4%	15,1	0,4	3%
Castilla-La Mancha	1,7	0,2	10%	10,1	0,3	4%	2,9	-0,4	-11%	14,8	0,1	1%
Navarra	1,9	0,1	4%	4,2	0,4	9%	2,7	1,1	65%	8,8	1,5	20%
Asturias	1,9	-0,1	-4%	4,0	0,5	14%	0,8	0,0	-3%	6,7	0,4	4%
Cantabria	0,9	0,03	4%	3,8	0,3	8%	0,0	0,0	0%	4,7	0,3	7%
Extremadura	0,5	0,1	13%	1,7	0,1	4%	0,0	0,0	0%	2,2	0,1	5%
La Rioja	1,1	0,04	4%	1,3	-0,2	-13%	2,1	0,9	71%	4,5	0,7	19%
Baleares	0,6	-0,02	-4%	0,2	0,0	18%	3,0	-1,5	-34%	3,7	-1,5	-30%

Demanda de gas emisión por CCAA



Adicionalmente, el mercado de cisternas de GNL alcanzó en 2016 11,2 TWh/año (10,7 TWh suministraron gas a destinos dentro de la geografía nacional y 0,5 TWh al extranjero).

11,2 TWh/año

Mercado de cisternas de GNL
en 2016

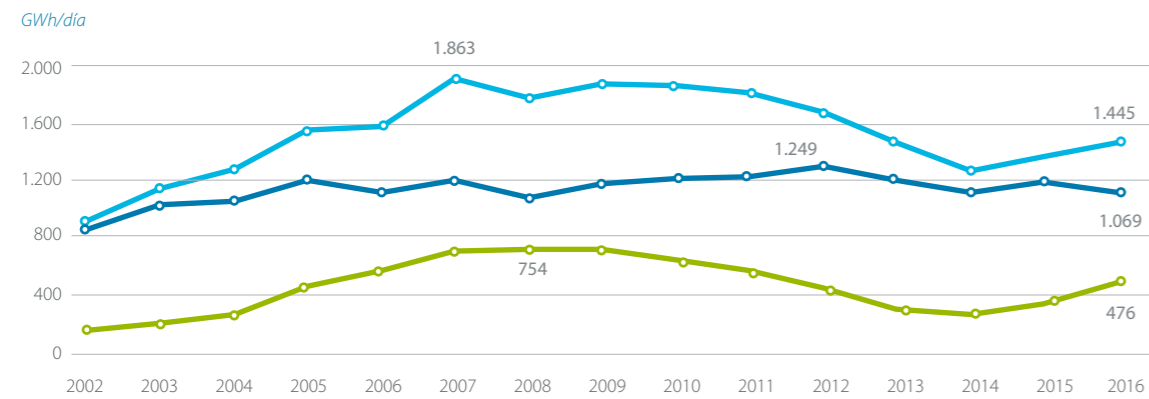
Máximos de demanda

En 2016 se superaron los máximos diarios de consumo de gas de demanda nacional (+7%) y de demanda de gas para generación eléctrica (+23%), respecto a 2015. En este último caso, se alcanzó la mayor cifra de consumo diario de gas para el sector eléctrico desde el 13 de enero de 2012, con 476 GWh/día.

Los máximos anuales que se alcanzaron en 2016 fueron:

- **Demanda nacional total**, 1.445 GWh/día. Se registró el 14 de diciembre.
- **Demanda convencional**, 1.069 GWh/día. Se registró el 19 de diciembre.
- **Demanda sector eléctrico**, 476 GWh/día. Se registró el 16 de noviembre.

Evolución máximos anuales de demanda



- Sector convencional
- Sector eléctrico
- Demanda nacional



Demanda convencional

En el ejercicio 2016 el sector convencional alcanzó los 261.831 GWh, un 3,3% más respecto al año anterior. Este crecimiento se debió tanto al sector doméstico-comercial y pymes como al sector industrial.

El sector doméstico-comercial registró un crecimiento del 3,2%, 1,9 TWh más debido a la combinación de dos factores:

- Nuevos clientes de gas. Se calculan unos 80.000 más en 2016, que representan una subida de 0,7 TWh del sector.
- Mayor uso de las calefacciones durante los últimos meses del año. Se registró un incremento de 1,2 TWh por este efecto en el año 2016 respecto a 2015.

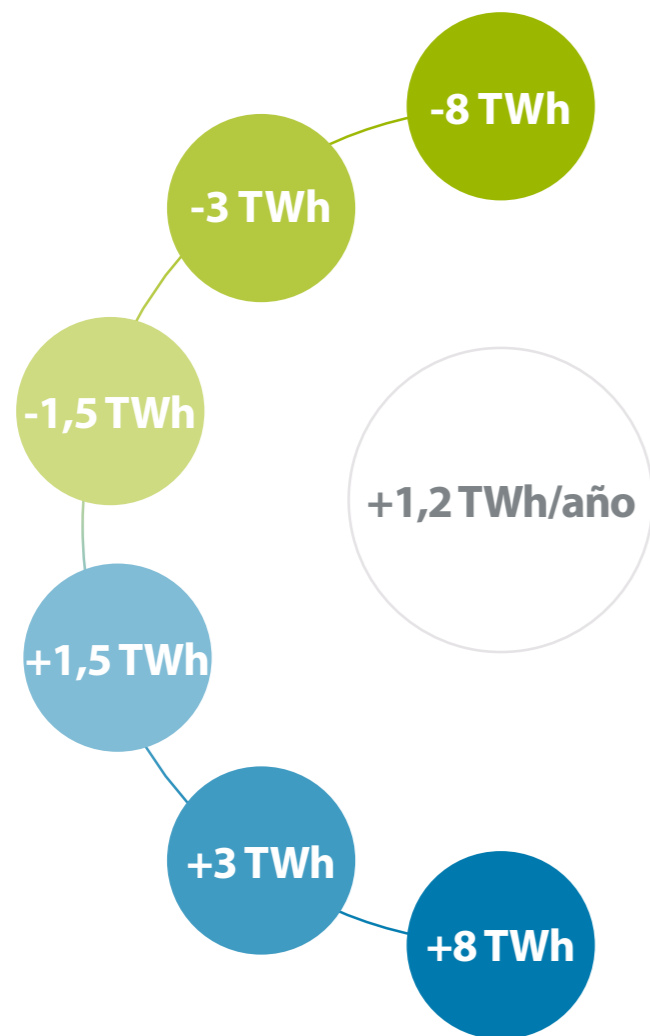
Por otro lado, la demanda del sector industrial registró 187.987 GWh, lo que supuso un incremento del 3,2% respecto al año anterior, motivado principalmente por los sectores de la construcción (+12%) y la electricidad (+9%).

Corrección de laboralidad y temperatura

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el incremento de la demanda convencional fue del 2,8% respecto al año anterior.

En su conjunto, las temperaturas en 2016 han sido similares a las de 2015. En ambos años, las temperaturas fueron más cálidas de lo normal.

1. DC y pymes



Probabilidad 1%
1 "Ola de Calor" intensa y una media
2 "Olas de Calor" intensas

Probabilidad 26%
2 "Olas de Calor"
Duración < 7 días

Probabilidad 79%
1 "Ola de Calor"
Duración < 7 días

Probabilidad 83%
1 "Ola de Frío"
Duración < 7 días

Probabilidad 26%
2 "Olas de Frío"
Duración < 7 días

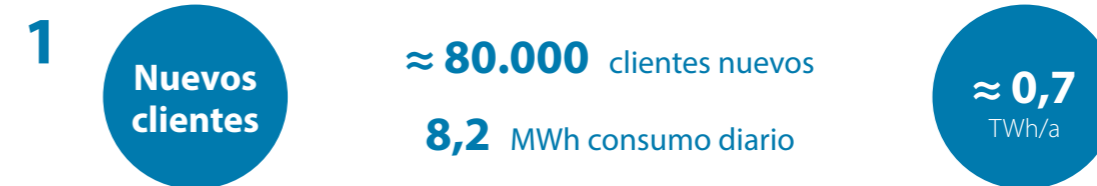
Probabilidad 1%
1 "Ola de Frío" intensa y una media
2 "Olas de Frío"

A continuación se detalla la evolución de los principales segmentos de mercado que componen la demanda convencional (demanda doméstico-comercial y pymes, demanda industrial y mercado de cisternas de GNL) y se describen los principales *drivers* o factores que explican su comportamiento durante el año 2016.

Mercado doméstico-comercial y pymes

En 2016 la demanda de gas del mercado doméstico-comercial y pymes registró un incremento de 1,9 TWh (+3,2%) respecto del año anterior.

Este aumento se debió al efecto de las temperaturas, más frías en los meses de noviembre y diciembre de 2016 respecto de 2015, que aportaron 1,2 TWh a la subida del consumo de gas de este mercado, así como a la incorporación de nuevos clientes, en torno a 80.000, que aportaron 0,7 TWh adicionales.



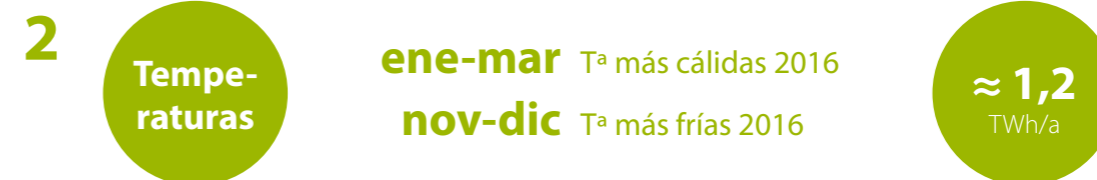
MWh/a	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Consumo unitario	9,9	8,7	9,2	9,3	8,6	9,7	8,7	8,9	8,8	7,6	7,9	8,2

■ Muy cálido ■ Frío
■ Cálido ■ Muy frío
■ Normal

2. Sector industrial



3. Cisternas



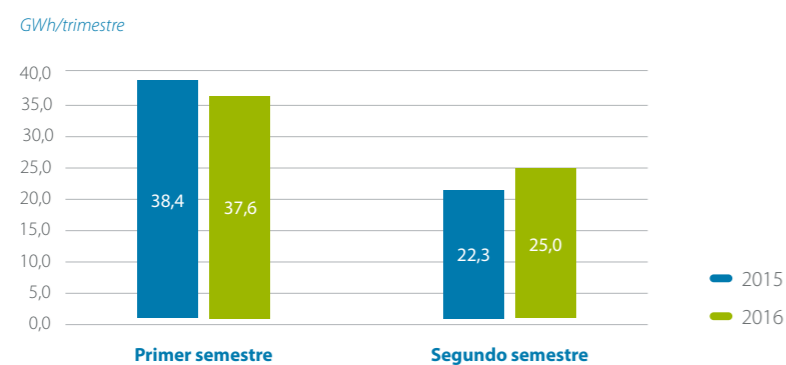
Igual que 2015, el año 2016 en su conjunto se clasificó como cálido.

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.

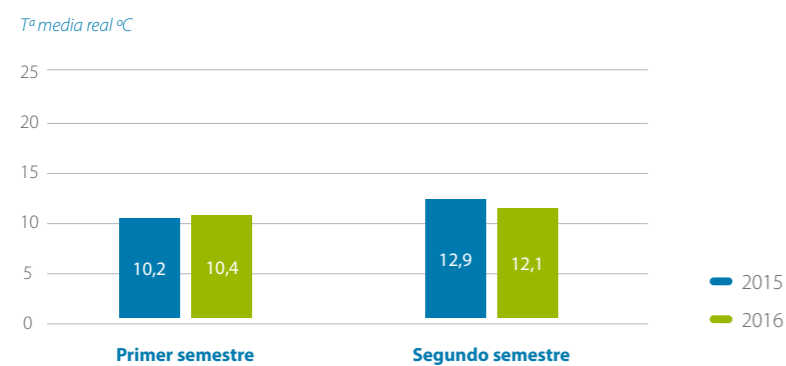
Por semestres, destacan unas temperaturas ligeramente más cálidas en la primera mitad de 2016 frente a 2015, concentradas principalmente en los meses de enero y febrero, que dieron lugar a un descenso del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes de 0,8 TWh respecto al mismo periodo de 2015.

Por el contrario, la segunda mitad del año 2016 se caracterizó por unas temperaturas más frías que en 2015, concentradas en los meses de octubre a diciembre, con un incremento de 2,7 TWh en el consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes respecto al segundo semestre de 2015.

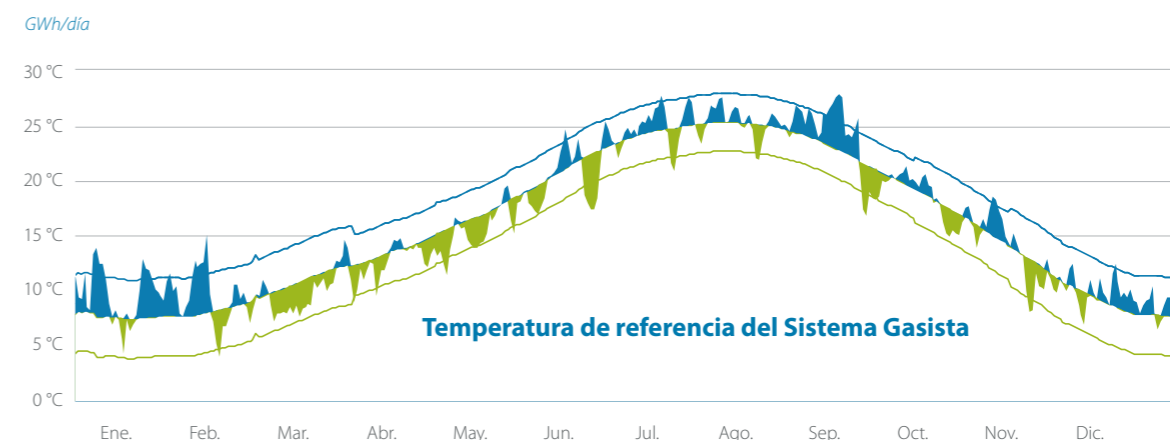
Demanda doméstico-comercial y pymes por semestres



Temperatura media por semestres



A continuación, se muestra la evolución de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2016. Esta curva de temperaturas se construye como combinación de los observatorios meteorológicos más próximos a los principales núcleos de consumo residencial de gas natural.



Valoración frío/calor	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2016
Σ °C por exceso	68,67	48,09	8,84	3,24	4,33	21,87	31,99	26,02	44,15	25,97	11,45	34,90	329,52
Σ °C por defecto	-7,36	-15,45	-40,24	-33,66	-39,40	-28,31	-14,47	-9,82	-21,00	-16,13	-30,34	-8,51	-264,69
Variación	61,32	32,64	-31,40	-30,42	-35,08	-6,44	17,51	16,20	23,15	9,84	-18,89	26,39	64,83

Por comunidades autónomas, destaca la subida del sector doméstico-comercial en la mayor parte de la geografía española durante 2016, respecto al año anterior. Los mayores incrementos se localizaron en Madrid (0,9 TWh/año), que supone en torno al 50% del incremento total de este mercado, y en Castilla y León (0,3 TWh/año).

2,7 TWh

Incremento del consumo de gas

del sector DC y pymes en la segunda mitad de 2016, debido a unas temperaturas más frías

Demanda sector doméstico-comercial y pymes por CCAA



Δ vs. 2015

- > 0,8 TWh/año
- [0 ; 0,5] TWh/año
- [-0,2 ; 0] TWh/año

CCAA	2016	Δ vs 2015	
Madrid	18,2	0,9	5%
Cataluña	14,6	-0,1	-1%
Castilla y León	5,9	0,3	6%
País Vasco	5,3	0,04	1%
C. Valenciana	3,0	-0,05	-2%
Aragón	2,9	0,2	8%
Navarra	1,9	0,1	4%
Asturias	1,9	-0,1	-4%
Galicia	1,8	0,1	7%
Andalucía	1,8	0,2	11%
Castilla-La Mancha	1,7	0,2	10%
La Rioja	1,1	0,04	4%
Cantabria	0,9	0,03	4%
Baleares	0,6	-0,02	-4%
Extremadura	0,5	0,1	13%
Murcia	0,4	0,02	5%

Mercado industrial

El consumo de gas del sector industrial ascendió en 2016 a 188 TWh, lo que supone una subida de 5,9 TWh/año respecto a 2015.

Destaca la subida generalizada del consumo de gas de todos los sectores industriales, a excepción de la industria papelera, de la textil y de la química/farmacéutica, que presentaron un ligero descenso respecto al año anterior.

En 2016, los mercados industriales con mayores subidas en el consumo de gas fueron la construcción (+12%), debido sobre todo al auge de la fabricación de productos cerámicos, y la electricidad (principalmente cogeneración), que aumentó un 9%, siendo la subida más acusada en el último trimestre del año 2016.

El sector servicios aumentó su consumo de gas en 0,6 TWh/año, en un contexto de mejoría de los indicadores macroeconómicos de este sector.

La metalurgia incrementó su consumo de gas en 2016 respecto al año anterior 0,7 TWh/año, debido al efecto parcial de la incorporación de una fábrica de metalurgia a la red de gasoductos en el primer trimestre del año.

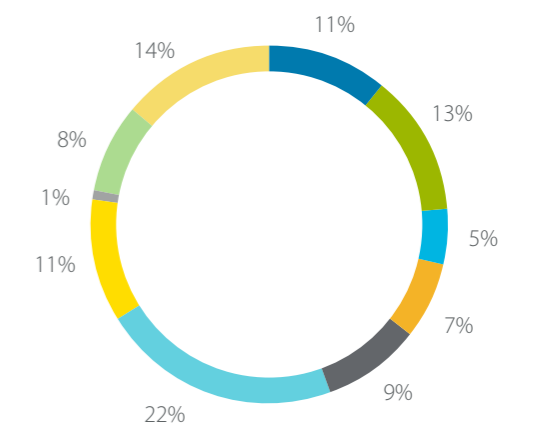
El resto de industria (principalmente la manufacturera), incrementó su consumo de gas en 0,8 TWh/año.

Las industrias agroalimentaria y de refino presentaron niveles de consumo muy similares a los de 2015.

Consumo por sectores industriales

Sector	Δ 2016 vs. 2015		
	2016 TWh	TWh/a	%
Construcción	20,9	2,2	12%
Electricidad	23,7	2,0	9%
Servicios	8,6	0,6	8%
Metalurgia	13,9	0,7	5%
Resto industria	16,1	0,8	5%
Refino	40,6	0,3	1%
Agroalimentaria	20,1	0,1	1%
Textil	1,6	0,0	-0,3%
Papel	15,0	-0,2	-1%
Química/Farmacéutica	26,6	-0,4	-2%

Peso de cada sector en la demanda total industrial



- Construcción
- Electricidad
- Servicios
- Metalurgia
- Resto industria
- Refino
- Agroalimentaria
- Textil
- Papel
- Química/Farmacéutica



Distribución de la demanda industrial de gas por CCAA

Los mercados industriales de gas natural tuvieron una presencia muy repartida y variada a lo largo de toda la geografía española durante el año 2016.

En Andalucía se concentró una parte importante del sector del refino y de la industria química/farmacéutica.

Cataluña, por su parte, tuvo una importante representación de los sectores de refino, producción de electricidad (no incluye generación con ciclos combinados), agroalimentaria, resto de la industria (gran parte industria manufacturera), servicios y textil.

Aragón fue más intensiva en el consumo de gas del sector del papel, mientras que la Comunidad Valenciana concentró gran parte del consumo en el sector de la construcción y la industria textil, y Galicia se especializó en el sector de la metalurgia.

El resto de comunidades tuvieron una aportación más distribuida de los diferentes mercados industriales.

En cuanto a la evolución del consumo total industrial de gas, las comunidades autónomas que experimentaron mayores incrementos en el año 2016 respecto a 2015 fueron: Comunidad Valenciana (2,1 TWh/año), debido al aumento del consumo de gas para la fabricación de productos cerámicos; Galicia (1,6 TWh/año), por la incorporación de una fábrica metalúrgica a la red de gasoductos; y Andalucía (1,6 TWh), por el mayor consumo del sector de la electricidad (cogeneración).

El resto de comunidades autónomas aumentaron su consumo industrial de gas de manera más moderada, a excepción de Murcia, La Rioja y Cataluña, que registraron leves descensos, y País Vasco, que disminuyó su consumo industrial de gas en 1,1 TWh/año.

Demanda industrial por CCAA



Δ vs. 2015

- > 1,5 TWh/año
- [0 ; 1,5] TWh/año
- [-1 ; 0] TWh/año
- < -1 TWh/año

CCAA	Industrial		
	2016	Δ vs 2015	
Cataluña	34,1	-0,5	-1%
Andalucía	29,0	1,6	6%
C. Valenciana	24,9	2,1	9%
País Vasco	17,9	-1,1	-6%
Murcia	15,2	-0,2	-1%
Castilla y León	11,8	0,1	0,4%
Galicia	11,8	1,6	16%
Aragón	11,5	0,2	2%
Castilla La Mancha	10,1	0,3	4%
Madrid	6,4	0,7	12%
Navarra	4,2	0,4	9%
Asturias	4,0	0,5	14%
Cantabria	3,8	0,3	8%
Extremadura	1,7	0,1	4%
La Rioja	1,3	-0,2	-13%
Baleares	0,2	0,0	18%

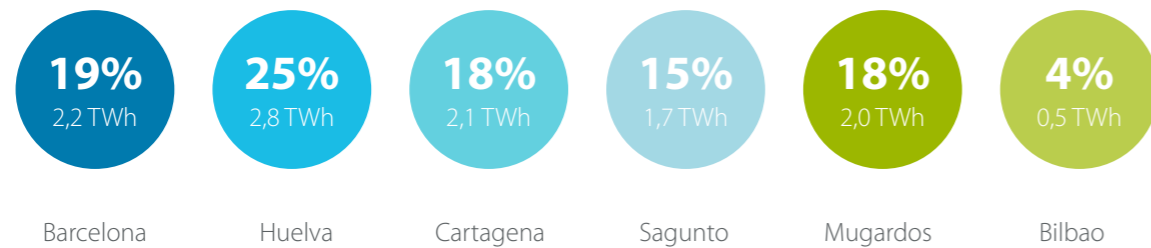
Mercado de cisternas de GNL

El mercado de camiones cisterna de GNL en España representó en 2016 el 3,5% del total de la demanda convencional, cifra similar al año anterior.

Principales indicadores

El mercado de cisternas de GNL alcanzó un consumo de gas natural de 11.232 GWh/año, un 4,8% más que en 2015.

Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL



11.232 GWh/año
(+4,8% vs. 2015)



37.556 cisternas cargadas

En cuanto al número de destinos de plantas satélite, el año 2016 cerró con 963 destinos activos, lo que supuso un incremento del 11% (94 destinos más que el año anterior).

Según la planta de carga de origen, Sagunto se posicionó en primer lugar con 262 destinos activos, seguida de Barcelona y Cartagena –las dos por encima de los 200 destinos–, Huelva con 195 destinos, Mugardos con 116 destinos y Bilbao con 72 destinos activos.

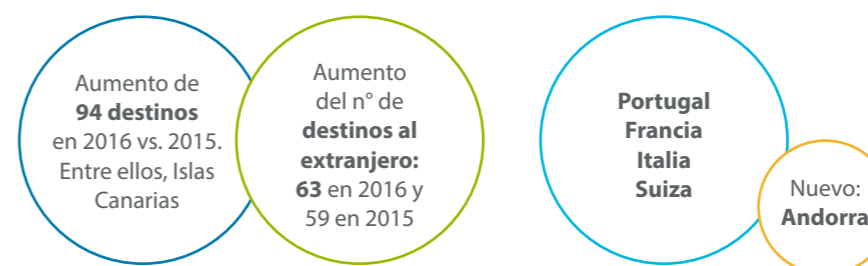
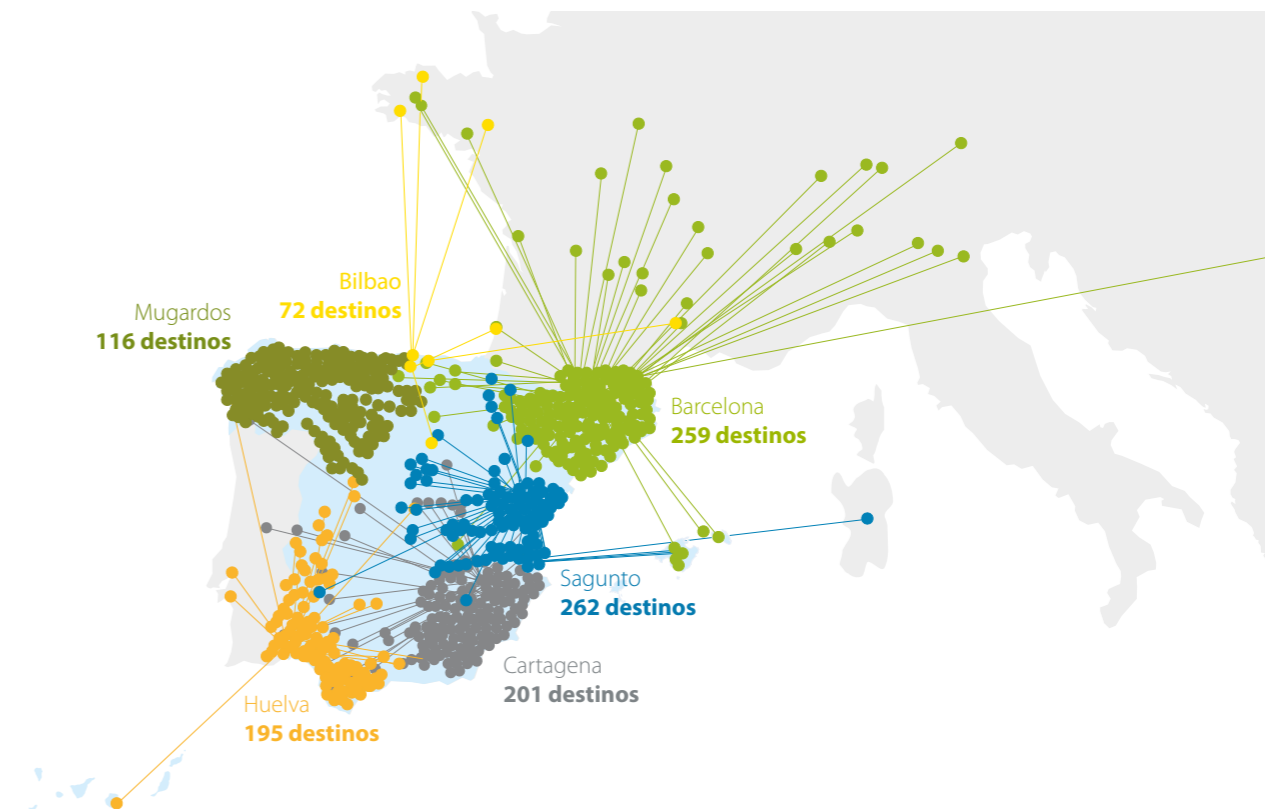
Como hitos a destacar en el año 2016 se encuentran las primeras cargas de cisternas de GNL con destino a Canarias, así como la incorporación de Cerdeña y Andorra a los suministros internacionales de camiones cisternas cargados desde plantas del Sistema Gasista español.

Presencia internacional de cisternas de GNL

La descarga de camiones cisterna en plantas satélite de GNL tuvo lugar a lo largo de toda la geografía española. Destaca la primera carga de una cisterna de GNL con destino a Canarias en verano de 2016.

Además del territorio nacional, el Sistema Gasista español suministró camiones cisterna a Portugal, Francia, Italia, Suiza, Macedonia y Andorra (este último es una novedad con respecto a 2015).

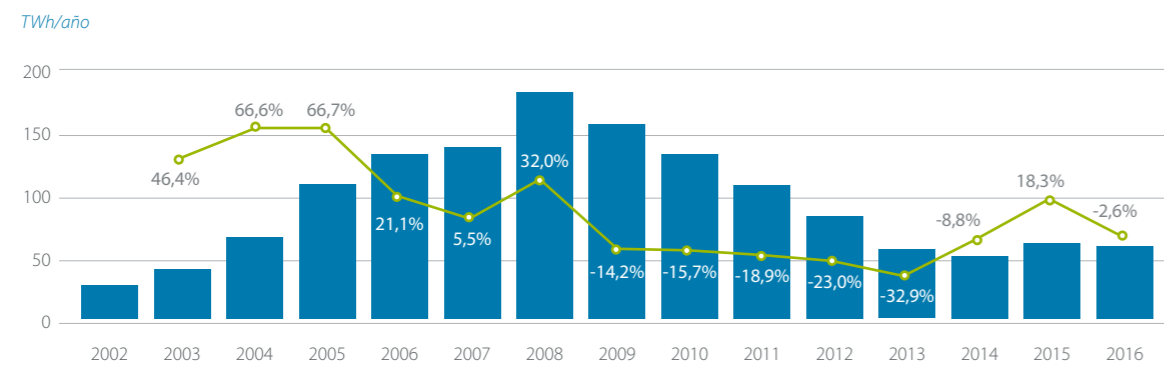
Nº de destinos según planta de carga



Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2016 las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 59.664 GWh, de los que 202 GWh/año correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas y 59.462 GWh/año al consumo de gas para ciclos combinados. Esta cifra es ligeramente inferior (-2,6%) a la registrada en 2015.

Entregas de gas para generación eléctrica

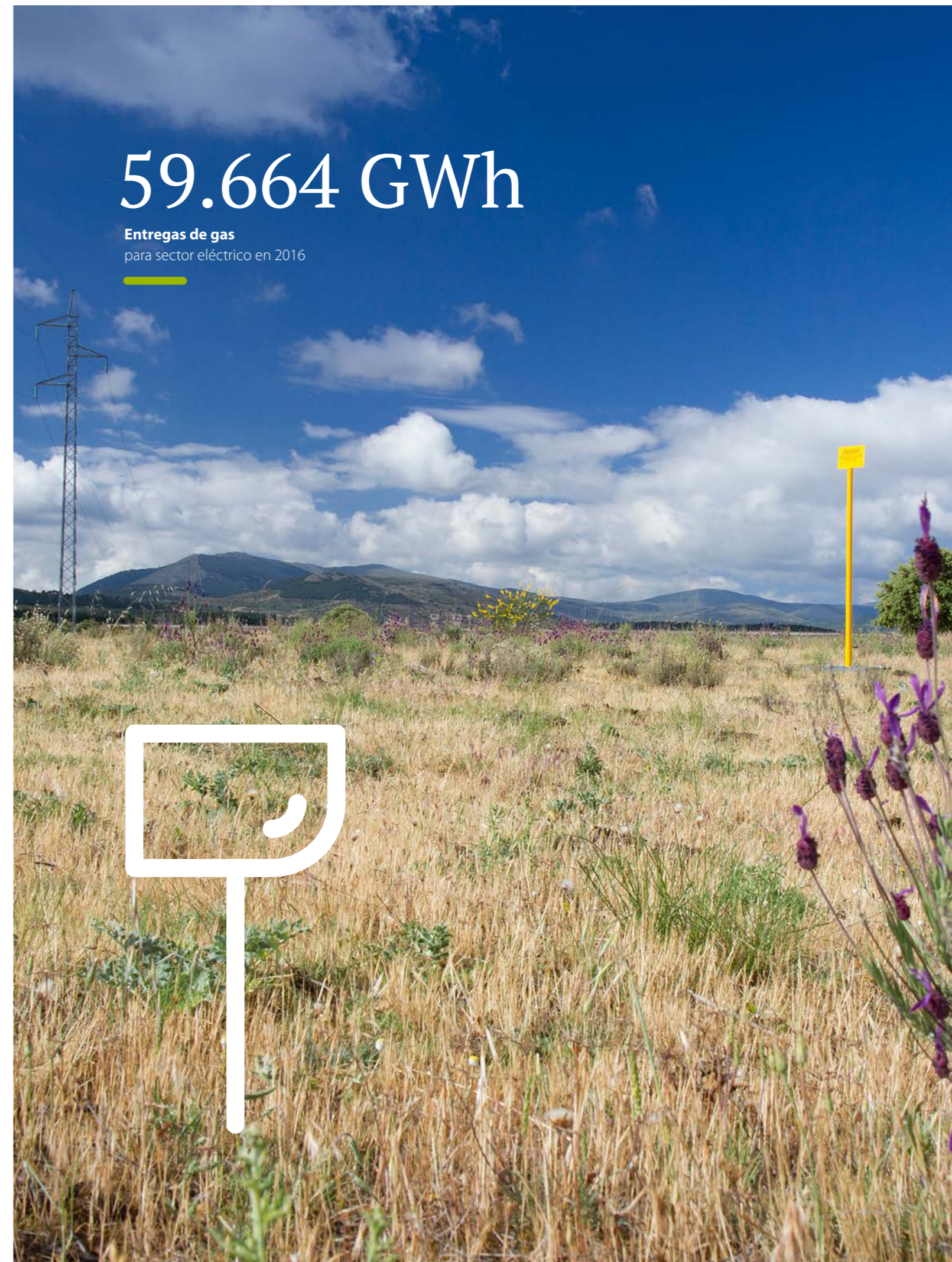
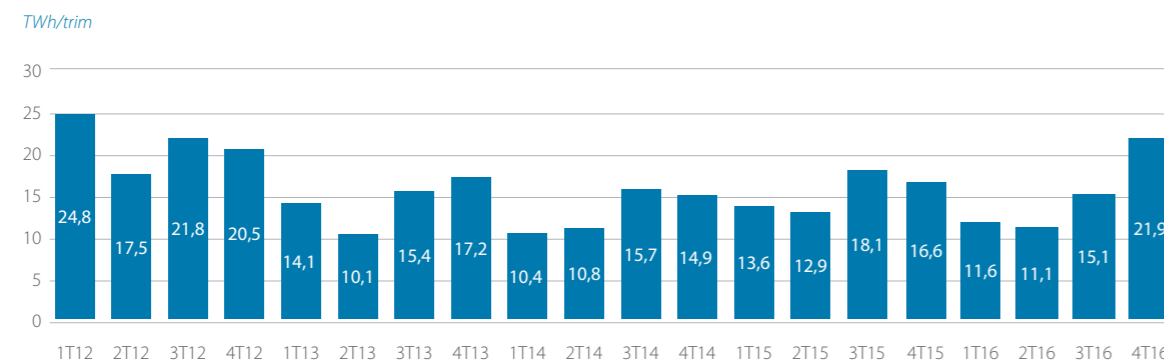


Cabe destacar que, pese a esta ligera reducción, el consumo de gas para el sector eléctrico experimentó un significativo incremento durante la última parte del año. En concreto, se registraron récords de consumo de gas para generación eléctrica durante los meses de octubre y noviembre.

Asimismo, el 16 de noviembre de 2016 el consumo de gas para electricidad registró 476 GWh/día, la máxima cifra de consumo diario alcanzada desde el 13 de enero de 2012.

En el cuarto trimestre de 2016 el consumo de gas para generación eléctrica ascendió a 21,9 TWh/trimestre. Este es el valor más alto registrado desde el primer trimestre de 2012, cuando se llegó a 24,8 TWh/trimestre.

Consumo trimestral de gas para sector eléctrico



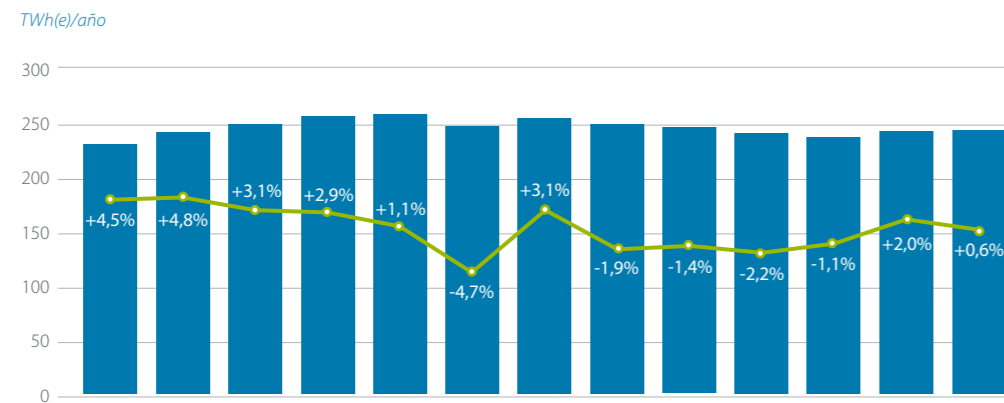
59.664 GWh

Entregas de gas
para sector eléctrico en 2016

Evolución de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica en España, con datos estimados a cierre de año, experimentó en 2016 un crecimiento del 0,6% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura, la demanda se estima en el mismo nivel que en 2015.

Demanda eléctrica



	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda eléctrica	236	247	255	262	265	253	261	256	252	246	244	248	250
Δ anual TWh (e)	+10	+11	+8	+7	+3	-13	+8	-5	-4	-6	-3	+5	+2
Tasas Δ	+4,5%	+4,8%	+3,1%	+2,9%	+1,1%	-4,7%	+3,1%	-1,9%	-1,4%	-2,2%	-1,1%	+2,0%	+0,6%

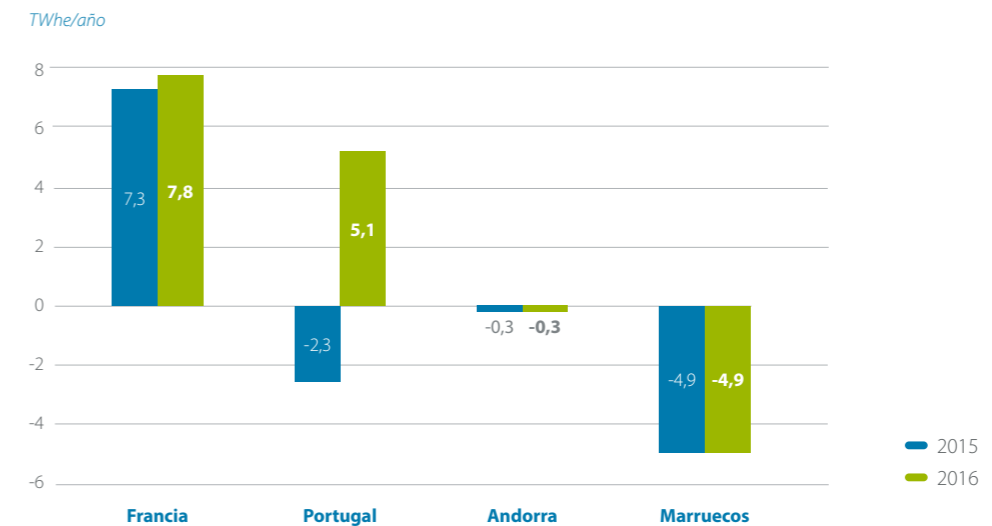
Intercambios internacionales

En cuanto a los intercambios internacionales de electricidad, las importaciones superaron a las exportaciones en 7.667 GWh, lo que supone el primer saldo importador registrado desde el año 2003.

Destaca la disminución de las importaciones desde Francia de 0,5 TWh, concentrada principalmente en la última parte del año 2016 y motivada en gran medida por las paradas de centrales nucleares francesas. Esto ha dado lugar incluso a un cambio de sentido en la interconexión eléctrica, que ha tenido periodos con sentido exportación a Francia.

Por otro lado, la interconexión con Portugal ha pasado de exportar 2,3 TWh de electricidad en 2015 a importar 5,1 TWh en 2016.

Saldo de los intercambios físicos de energía eléctrica



Fuente: REE

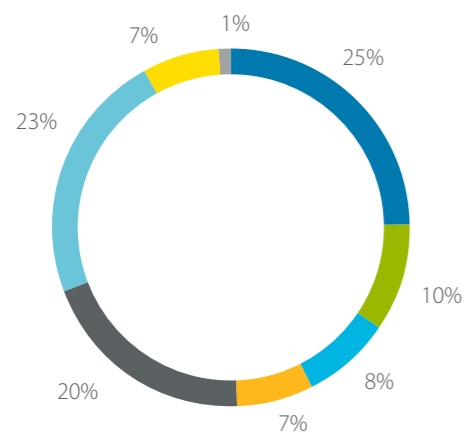
Nota: Saldo importador positivo, saldo exportador negativo.

Evolución de la potencia instalada y cobertura de la demanda

El parque generador de energía eléctrica en España descendió en 2016 tras una larga senda de crecimiento continuado. Concretamente, registró un descenso del 0,9% respecto al año anterior, motivado por el cierre de varias centrales de carbón que suman conjuntamente 932,2 MW. El resto de tecnologías del parque generador no experimentaron ninguna variación, con la única excepción de la solar fotovoltaica, que registró un leve incremento del 0,3%.

En la cobertura de la demanda, lo más destacado fue el descenso de la aportación del carbón (14% frente al 21% del año anterior) y el ascenso de la hidráulica (16% frente al 13% de 2015). Además, por primera vez desde el año 2003, parte de la demanda (3%) se ha cubierto con el saldo importador de intercambios internacionales.

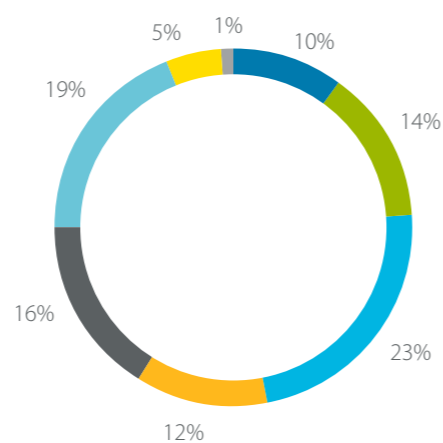
Las tecnologías que más aportaron a la demanda fueron la nuclear, que se situó nuevamente en primer lugar con el 23%, seguida de la eólica con el 19%.

Potencia instalada (31 dic.16)
100.088 MW


- Ciclo combinado
- Hidráulica
- Carbón
- Eólica
- Nuclear
- Solar
- Cogeneración y resto
- Térmica renovable

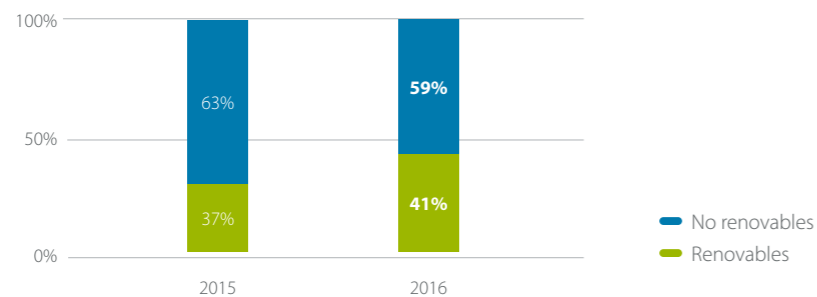
Fuente: REE

Nota: Balance generación neta y potencia peninsular.

Cobertura de la demanda
2016


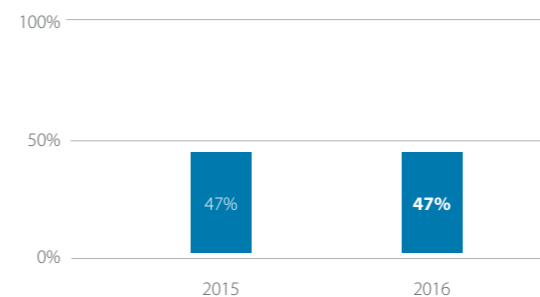
Las energías renovables mantuvieron un papel destacado en el conjunto de la generación eléctrica, aumentando su aportación en cuatro puntos respecto a 2015, debido principalmente al incremento de un 25% de la generación hidráulica.

Evolución de la generación renovable y no renovable



Fuente: REE

Generación hidráulica



Fuente: Avance del Informe del Sistema Eléctrico Español 2016

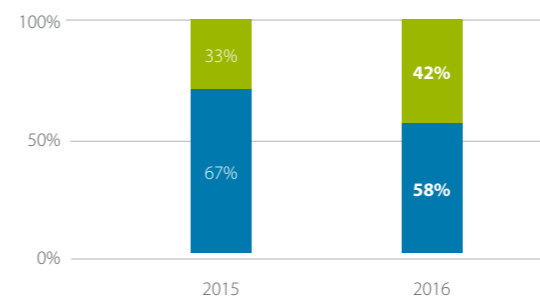
El producible hidráulico se situó en 35.719 GWh, un 16% superior al valor medio histórico y un 43,6% mayor que el registrado en 2015.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses finalizaron 2016 con un nivel de llenado próximo al 47% de su capacidad total, valor similar al del año anterior.

Generación de hueco térmico

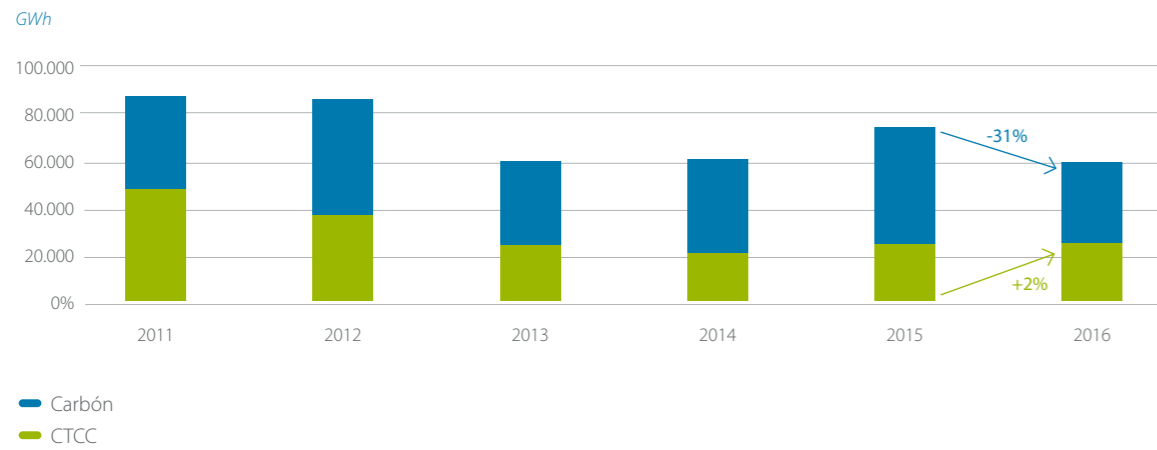
El hueco térmico peninsular (carbón + gas) disminuyó 15,3 TWh en 2016 respecto al año anterior, debido principalmente al aumento de la generación hidráulica en un 25%. Por su parte, los CTCC's incrementaron su generación en 0,4 TWh mientras que el carbón disminuyó un 15,8 TWh.

Reparto de hueco térmico



Fuente: REE

Evolución de hueco térmico

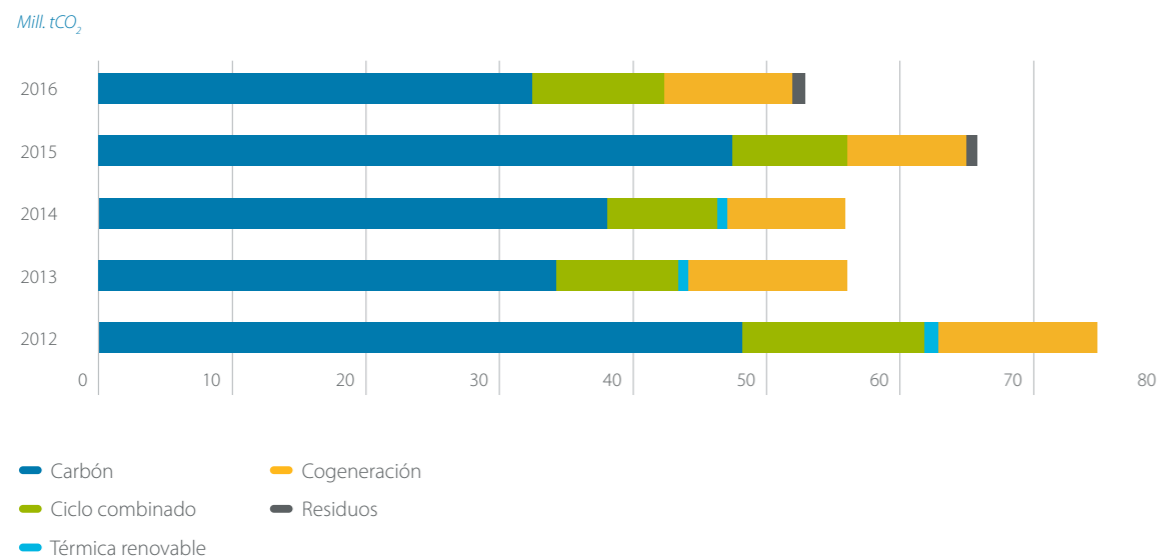


Fuente: REE (balance peninsular)

Emisiones de CO₂

Descendieron las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica gracias a la mayor aportación de las energías renovables y a la disminución de generación con carbón.

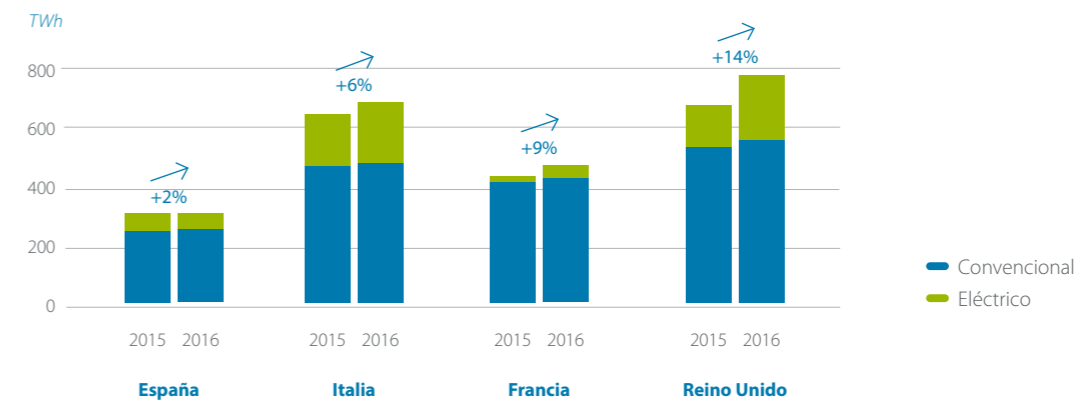
Evolución de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica peninsular



Fuente: REE

Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural creció en los cuatro países de la Unión Europea analizados, con incrementos comprendidos entre el 14% en Reino Unido, 9% en Francia, 6% en Italia y 2% en España.



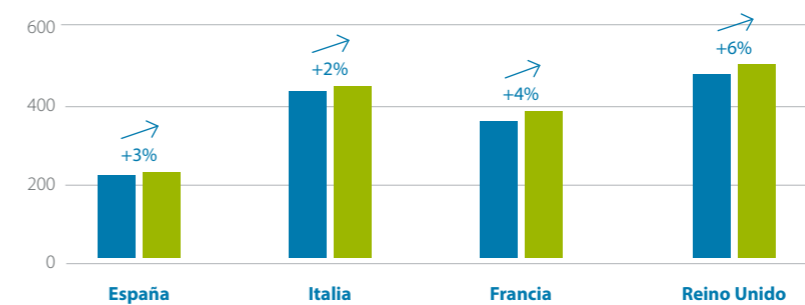
Fuente: Webs TSOs (GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam)

Demanda convencional y consumo de gas para el sector eléctrico

La demanda convencional de gas creció en los cuatro países analizados, motivado por la subida del sector doméstico-comercial y pymes (6% en Francia, 4% en Reino Unido, 3% en España y 1% en Italia).

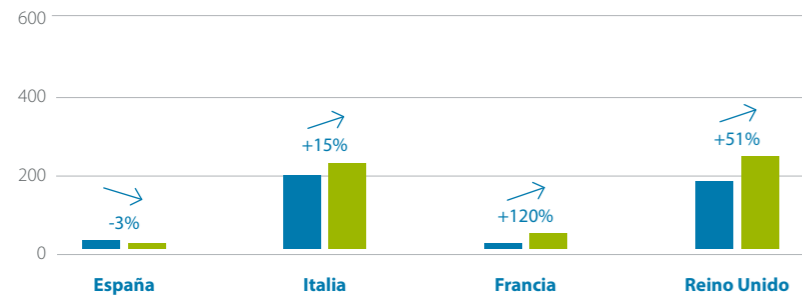
Por su parte, la demanda de gas para el sector eléctrico registró los siguientes crecimientos: en Francia, 120% (efecto de la paradas nucleares), Reino Unido, 51% (tasa a las emisiones de CO₂), Italia, 15% (menor hidráulica). En España se registró un leve descenso debido a una mayor generación hidráulica (+25%).

Demanda convencional



Fuente: Webs TSOs (GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam)

Demanda de gas para sector eléctrico



Indicadores macroeconómicos

Índice de Grandes Consumidores Industriales de Gas (IGIG)

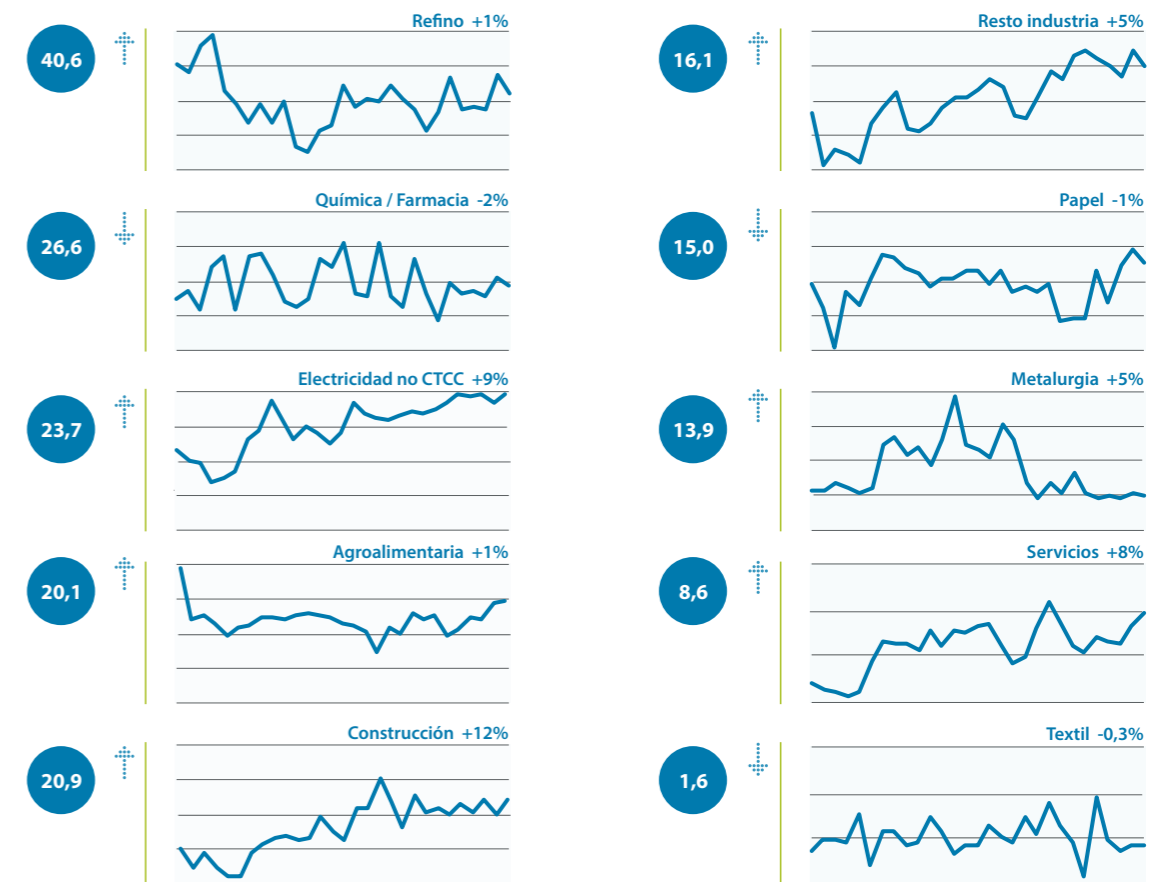
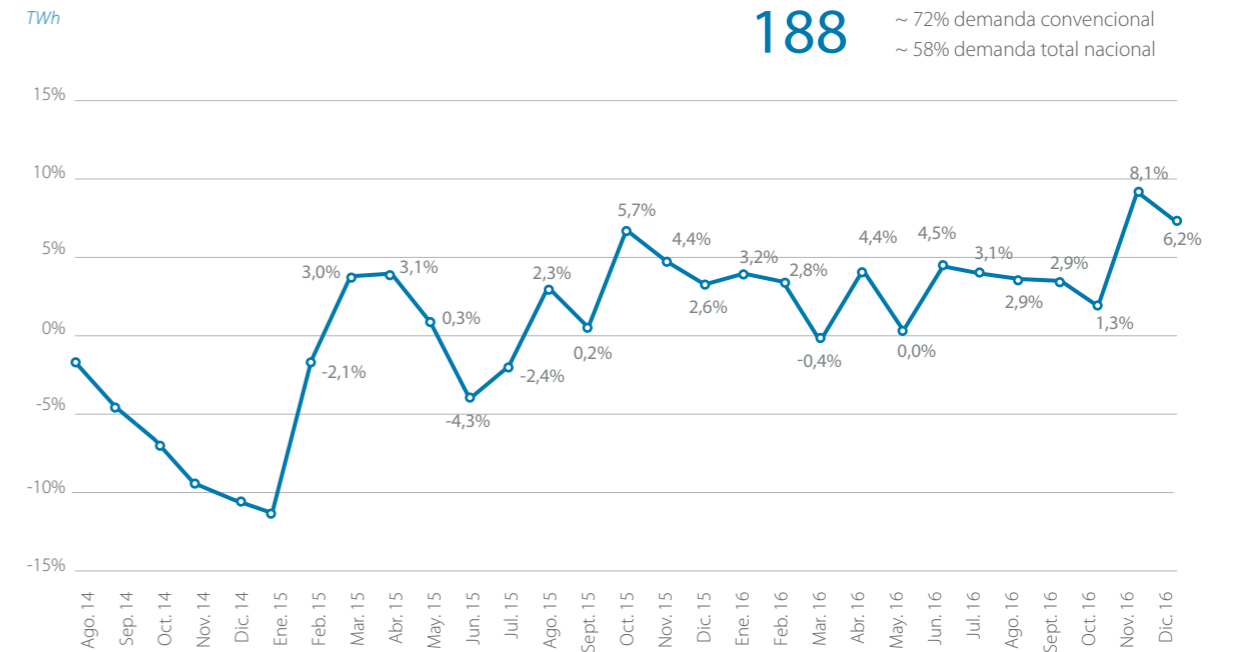
El Índice de Grandes Consumidores Industriales de Gas (IGIG), que empezó a publicar el Gestor Técnico del Sistema en el año 2015, muestra la evolución del consumo de gas de las principales industrias consumidoras de gas para los diez sectores industriales más intensivos en el uso de este combustible.

En 2016 el IGIG mostró una tendencia al alza durante la mayor parte del año, totalizando un consumo de gas de 188 TWh/año y un incremento del 3,2% respecto a 2015, en línea con la evolución de la economía española.

Durante los diez primeros meses de 2016 se situó de forma habitual en crecimientos por encima del 2%, originados principalmente por el sector de la construcción, el auge de la fabricación de productos cerámicos y por la electricidad (debido al incremento de la generación eléctrica con cogeneración).

En los meses de noviembre y diciembre el IGIG aumentó de forma significativa, con incrementos del 8% y 6%, respectivamente, en un contexto de subida de la generación eléctrica mediante cogeneración del 6% y 5%.

Evolución IGIG en 2016



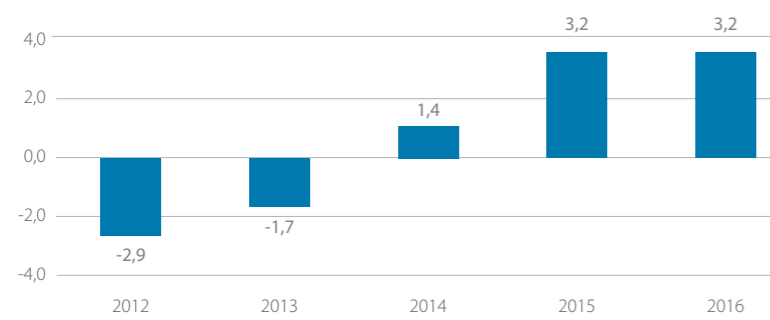
● 2016

% crecimientos por sectores 2016 vs. 2015

Evolución del Producto Interior Bruto

En el año 2016 el Producto Interior Bruto (PIB) generado por la economía española alcanzó un crecimiento anual del 3,2%, consolidando la tendencia iniciada en el año 2015, según la última información publicada por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

Producto Interior Bruto. Tasas anuales



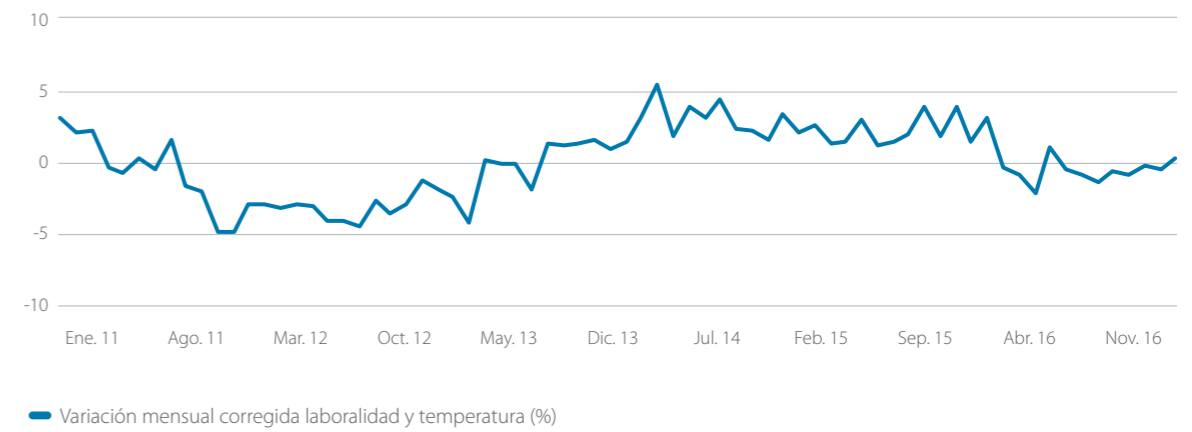
Índice de Grandes Consumidores de REE (IRE)

El Índice de Grandes Consumidores (IRE), elaborado por REE, tiene como objetivo facilitar un avance informativo 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.

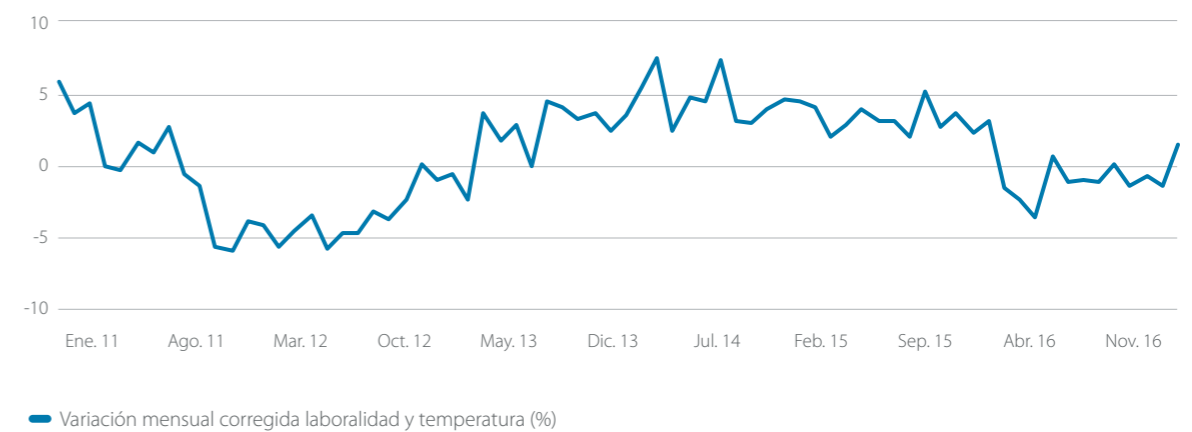
El Índice General de Grandes Consumidores registró una senda de evolución ligeramente decreciente a lo largo de todo 2016, con variaciones mensuales comprendidas entre 0,7% y -2,5%, respecto a 2015.

Índice de Grandes Consumidores. Mensual



El índice desglosado para las actividades industriales también disminuyó en la mayoría de meses del año 2016, con valores comprendidos entre 1,3% y -3,6% respecto al año anterior.

Actividades industriales. Mensual



03 | Aprovechamientos de GN y GNL

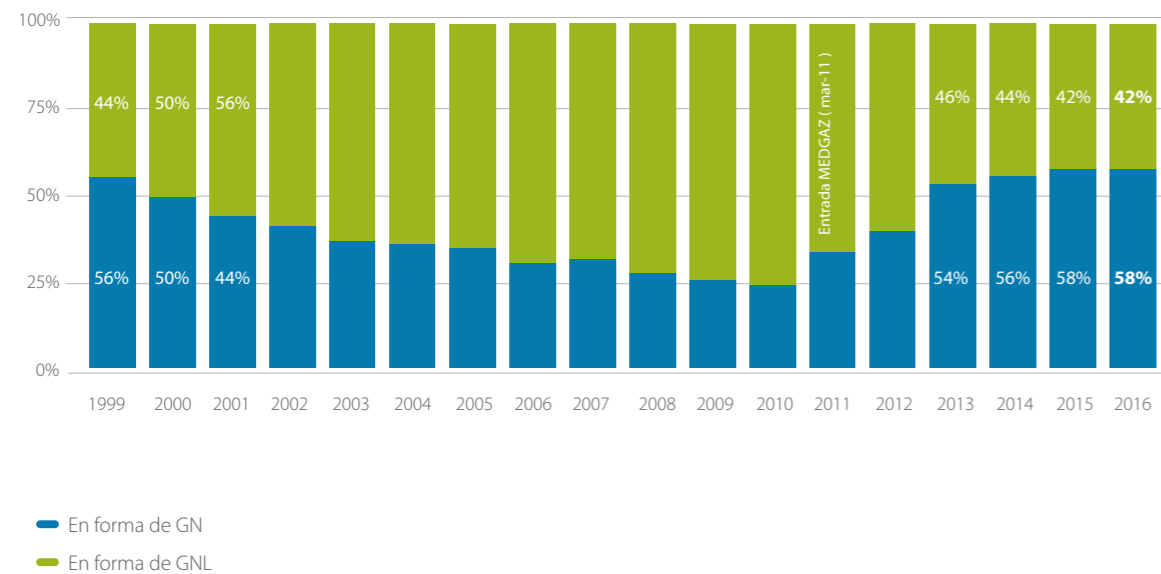


Durante el año 2016, los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 365.005 GWh, cifra similar a la registrada en el ejercicio anterior (365.387 GWh).

Por cuarto año consecutivo, los suministros en forma de gas natural (GN) superaron a los de gas natural licuado (GNL) y la entrada de GN representó un 58% del aprovisionamiento del gas para el Sistema Gasista español.

Como en años anteriores, en 2016 se mantuvo un alto grado de diversificación del aprovisionamiento y se recibió gas natural de diez países.

Evolución de los aprovisionamientos



Entradas al Sistema Gasista español

GWh	2015	2016	2016 s/2015
GN			
CCII Norteafricanas	175.344	173.537	-1%
VIP Pirineos	36.902	37.574	2%
VIP Ibérico	5	8	65%
Nacional	776	674	-13%
Total GN	213.027	211.792	-1%
GNL			
P. Barcelona	36.899	36.022	-2%
P. Huelva	33.143	38.687	17%
P. Cartagena	15.059	11.837	-21%
P. Bilbao	22.914	18.006	-21%
P. Sagunto	27.826	34.998	26%
P. Mugarodos	16.520	13.664	-17%
Total GNL	152.360	153.213	1%
Total	365.387	365.005	-0,1%

Las entradas en forma de GN se situaron en los 211.792 GWh, lo que supuso una disminución del 1% respecto al acumulado del año anterior, que fue de 213.027 GWh.

Por su parte, el aprovisionamiento en forma de GNL creció en 2016 un 1% con respecto al ejercicio anterior y alcanzó los 153.213 GWh. Los mayores volúmenes descargados se produjeron en las plantas de Huelva, Barcelona y Sagunto.

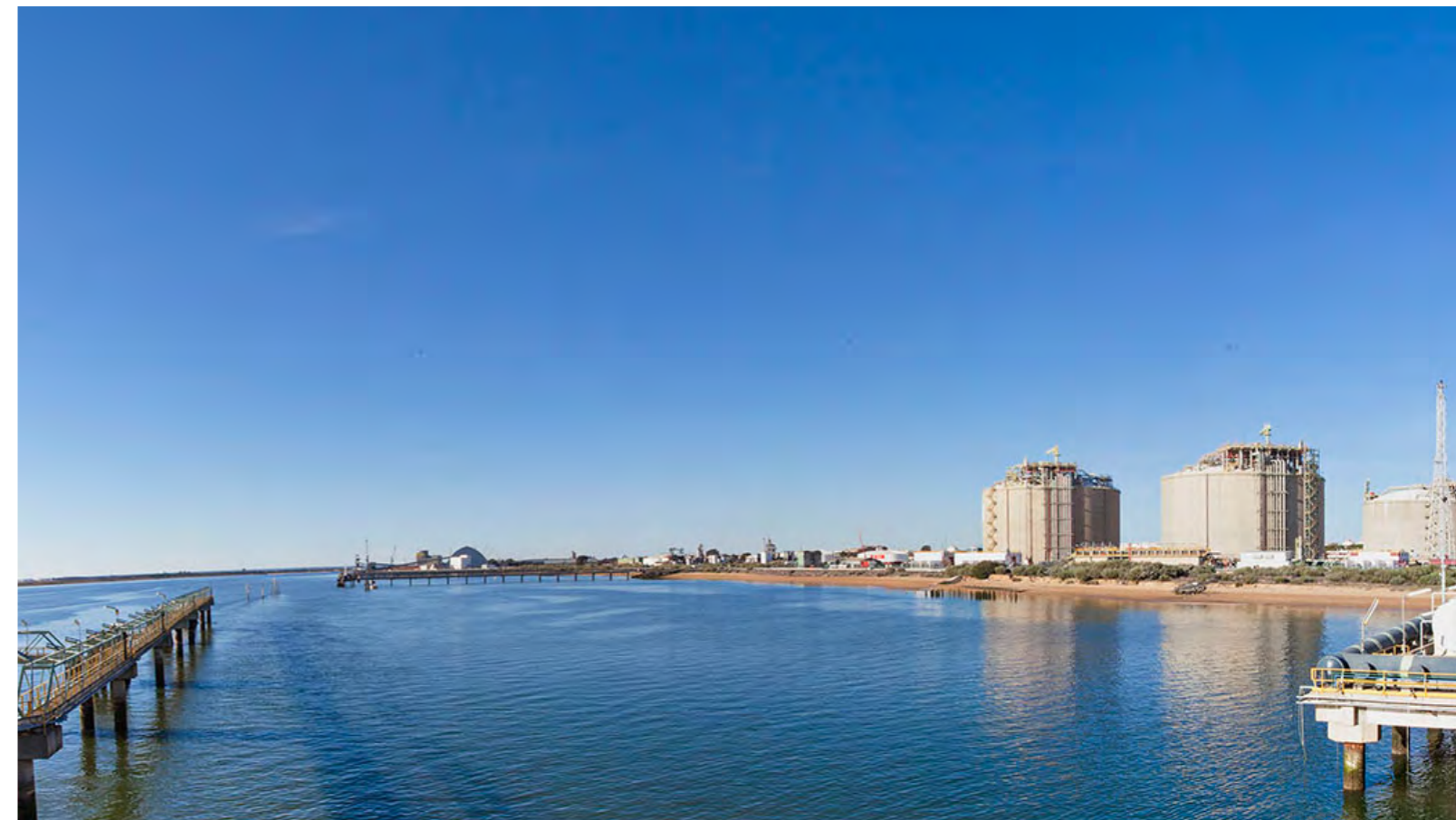
Origen de los suministros

GWh	2015	2016	2016 s/2015
Argelia GN	175.344	173.537	-5%
Argelia GNL	43.401	33.499	-23%
Nigeria GNL	43.324	52.762	22%
Qatar GNL	33.139	28.943	-13%
Perú GNL	10.794	19.797	83%
T&T GNL	12.754	7.660	-40%
Noruega GNL	7.984	8.667	9%
Angola GNL	-	1.040	-
EE. UU. GNL	-	846	-
Portugal GN	5	8	65%
Nacional GN	776	674	-13%
Omán GNL	964	-	-100%
Francia GN	36.902	37.574	2%
Total	365.387	365.005	-0,1%
Cargas de buque	16.007	1.379	-91%

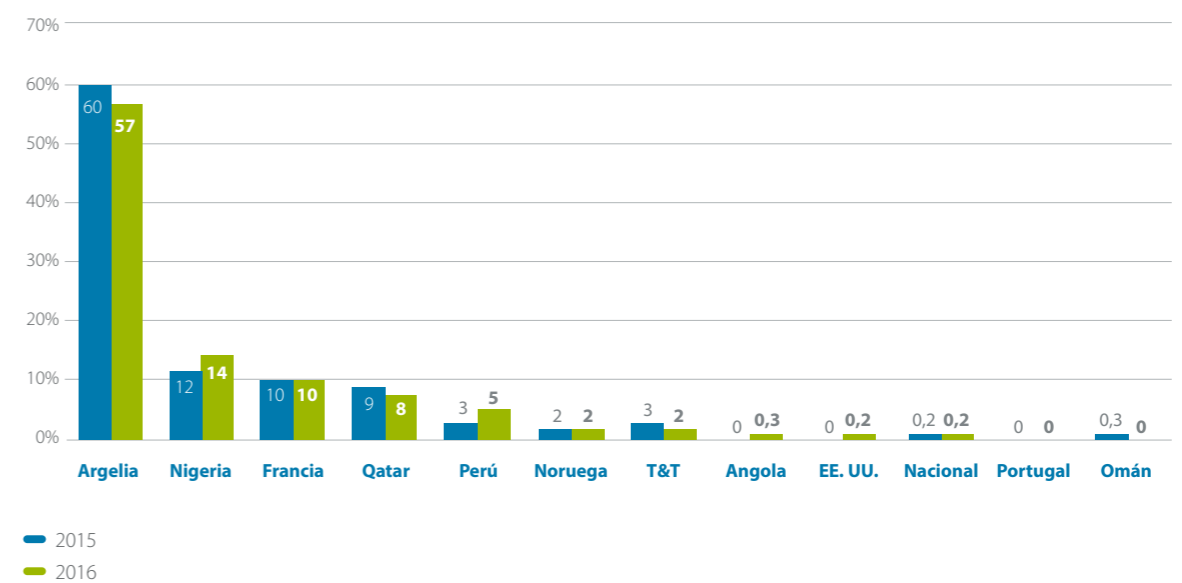
En 2016 destacó por segundo año consecutivo el incremento del GNL procedente de Nigeria, así como el incremento del gas procedente de Perú. Los descensos más significativos se produjeron en los cargamentos procedentes de Argelia, T&T y Qatar.

Cabe destacar que a lo largo del año 2016 se incluyeron en la cartera de orígenes de GNL dos nuevos países: Angola y Estados Unidos.

El país norteamericano se ha convertido en exportador al Sistema Gasista español, utilizando como punto de partida de GNL la Planta de Sabine Pass (situada en la costa del Golfo de México). Esta planta licúa gas natural procedente de la extracción mediante fractura hidráulica a lo largo del sur de Estados Unidos.



Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



En la cartera de aprovisionamientos, Argelia continuó siendo el principal país de origen de suministro al Sistema Gasista nacional, aunque en menor medida que en años anteriores, seguido del gas procedente de Nigeria y de Europa a través de Francia. En 2016 se contabilizaron un total de 190 descargas de buques metaneros, distribuidas a lo largo de las seis terminales de regasificación del Sistema Gasista español.

Descargas de buques de GNL

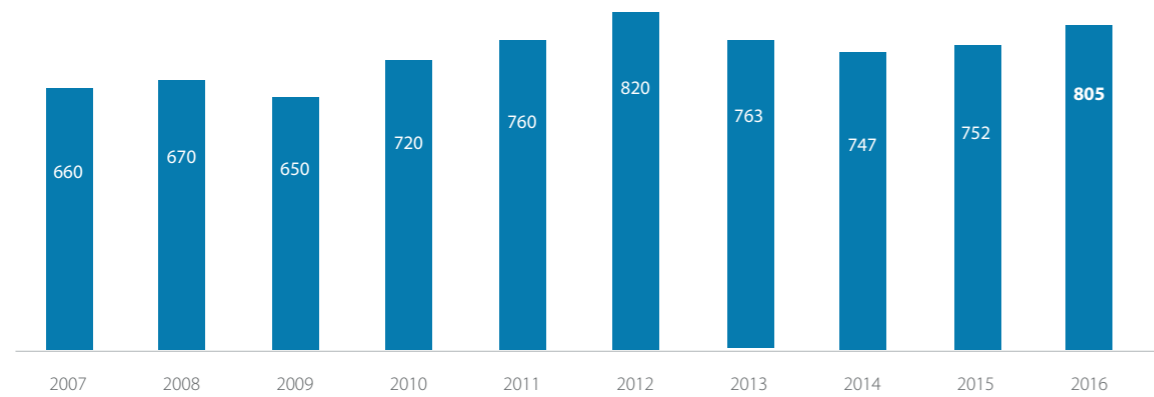
	2015							2016							Δ año s/Total
	GNL descargado		Nº buques					GNL descargado		Nº buques					
	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	
Barcelona	36.899	-	1	29	22	1	53	36.022	1	2	30	11	-	44	-2%
Huelva	33.143	-	-	33	9	-	42	38.687	-	1	34	11	-	46	+17%
Cartagena ⁽¹⁾	15.059	-	-	16	2	-	18	11.837	-	1	10	2	-	13	-21%
Bilbao	22.914	-	-	25	-	-	25	18.006	-	1	20	-	-	21	-21%
Sagunto	27.826	-	-	18	27	-	45	34.998	-	1	22	28	-	51	+26%
Mugardos	16.520	-	-	18	2	-	20	13.664	-	-	15	-	-	15	-17%
Total	152.360	-	1	139	62	1	203	153.213	1	6	131	52	-	190	+1%

(1) Nota de Operación nº 01: Desvío de buque de 135.000 m³ de GNL a la Planta de Cartagena con descarga inicialmente prevista en Huelva.

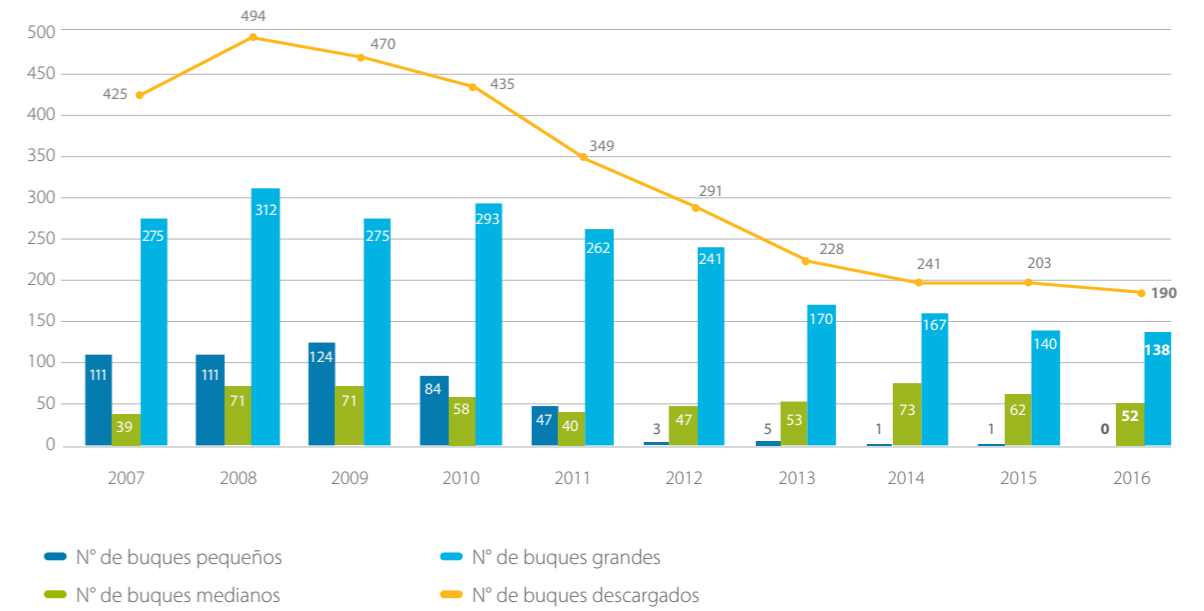
Por otra parte, aunque descendió ligeramente el número de cargamentos gestionados, aumentó el tamaño medio de los buques, de 752 GWh en 2015 a 805 GWh en 2016.

Evolución del tamaño medio

Tamaño medio: GNL descargado (GWh) / Nº de buques



Evolución del número de buques descargados



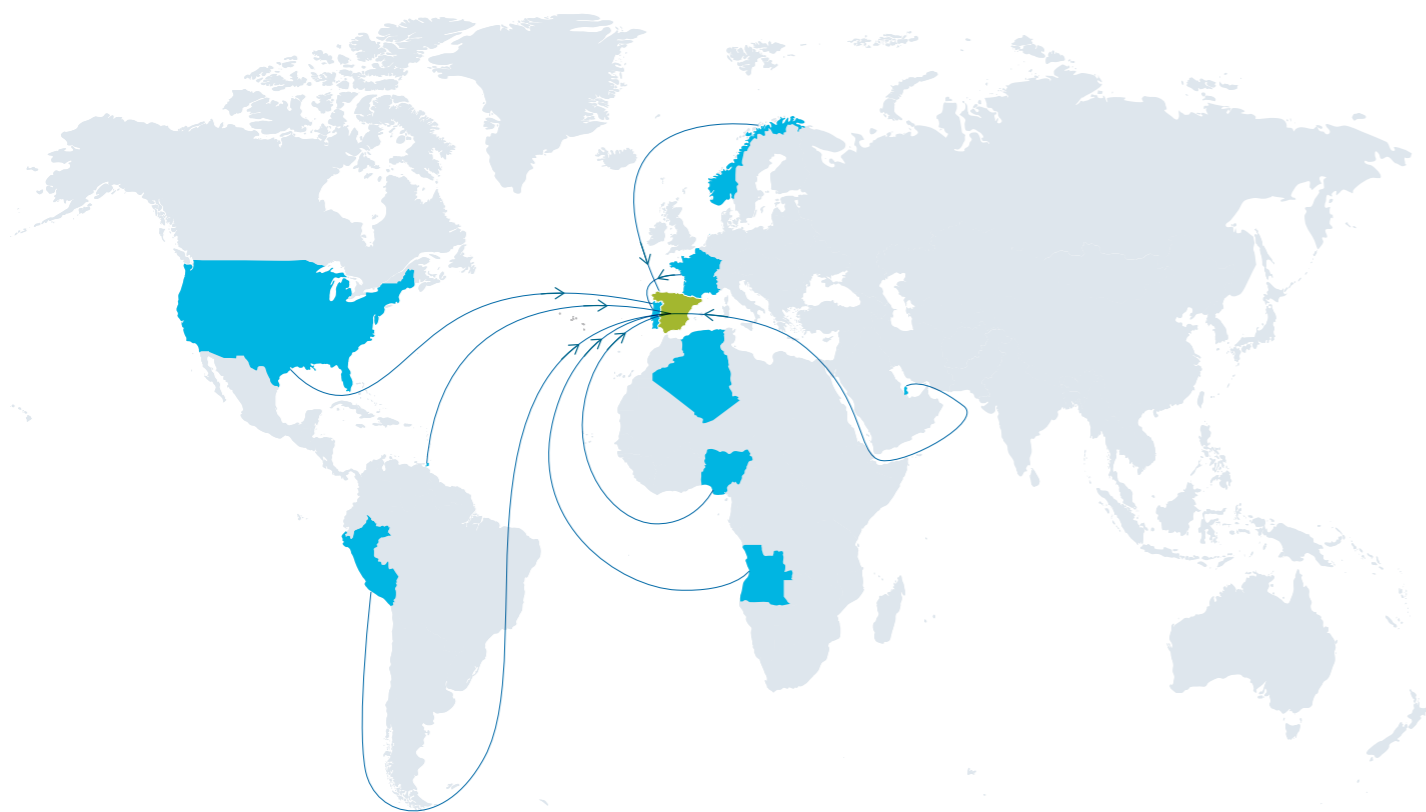
En 2016, cada una de las plantas de regasificación, excepto la Planta de Mugardos, recibió gas procedente de al menos cinco países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló un mayor número de descargas fue Sagunto, seguida de Huelva y Barcelona.

Descargas por orígenes y plantas de regasificación

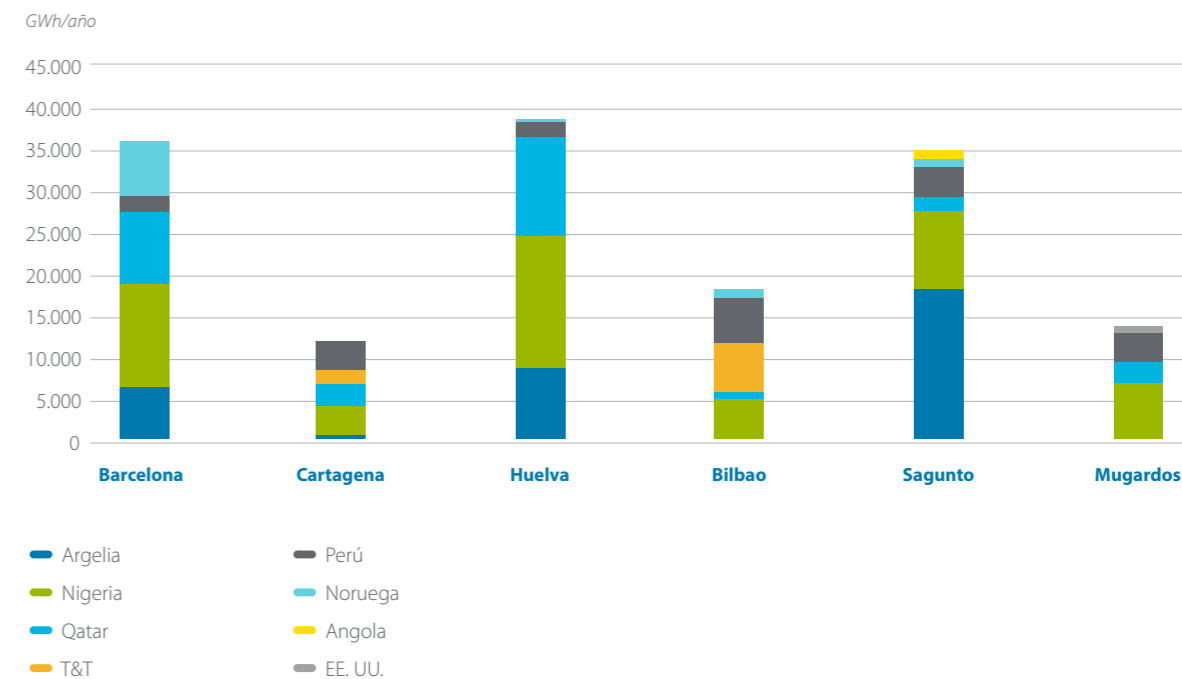
Nº de descargas	Nigeria	Argelia	Qatar	T&T	Noruega	Perú	Angola	EE.UU.	Total	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	13	12	10	-	7	2	-	-	44	819
Cartagena	3	1	3	2	-	4	-	-	13	911
Huelva	17	13	13	-	1	2	-	-	46	834
Bilbao	5	-	1	8	1	6	-	-	21	857
Sagunto	10	33	2	-	1	4	1	-	51	686
Mugardos	7	-	3	-	-	4	-	1	15	911
Total	55	59	32	10	10	22	1	1	190	805
Tamaño medio descargado (GWh)	959	564	904	766	867	900	1.040	846		

Por orígenes, Argelia fue el país del que se recibió un mayor número de cargamentos, un total de 59 buques metaneros, seguido de Nigeria y Qatar.

Origen de los suministros



Distribución de los orígenes por planta de regasificación



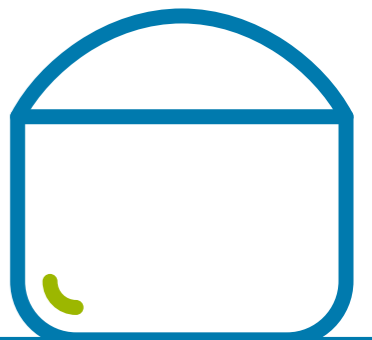
Movimientos de gas en las conexiones de GN

GWh	2015			2016			Δ saldos/2015
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	
CCII Norteafricanas	175.344	175.344	-	173.537	173.537	-	-1%
VIP Pirineos	31.316	36.902	5.586	30.992	37.574	6.582	-1%
VIP Ibérico	-35.325	5	35.330	-36.292	8	36.300	+3%
Nacional	776	776	-	674	674	-	-13%
Total	172.111	213.027	40.915	168.910	211.792	42.882	-2%

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2016 acumuló 212 TWh, lo que supuso un descenso del 1% respecto al año anterior.

En cuanto a las salidas por las interconexiones internacionales, el balance global registró un incremento del 4,8%. Este crecimiento se debió, principalmente, al aumento de las salidas por Francia, que crecieron un 18% respecto a 2015.

04 | Plantas de regasificación



En 2016 España mantuvo su liderazgo en Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización como en número de plantas.

Las características globales de las terminales de regasificación españolas no presentaron variaciones significativas en 2016. La capacidad máxima de vaporización se mantuvo en 6.862.800 Nm³/h, el número de tanques de GNL, en 25, y se continuó operando con ocho atraques capaces de gestionar descargas de buques metaneros de hasta 270.000 m³ de capacidad.

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	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	175.000
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	10,5	1	266.000
Mugardos	412.800	2	300.000	10,5	1	266.000
Total	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

Producción en plantas de regasificación

A lo largo del año se observó un incremento en las entradas desde las plantas de regasificación al Sistema como consecuencia del aumento de la demanda gasista y del crecimiento de los flujos exportadores a través de las conexiones internacionales con Francia y Portugal.



Producción en plantas de regasificación (Regasificación + carga de cisternas)

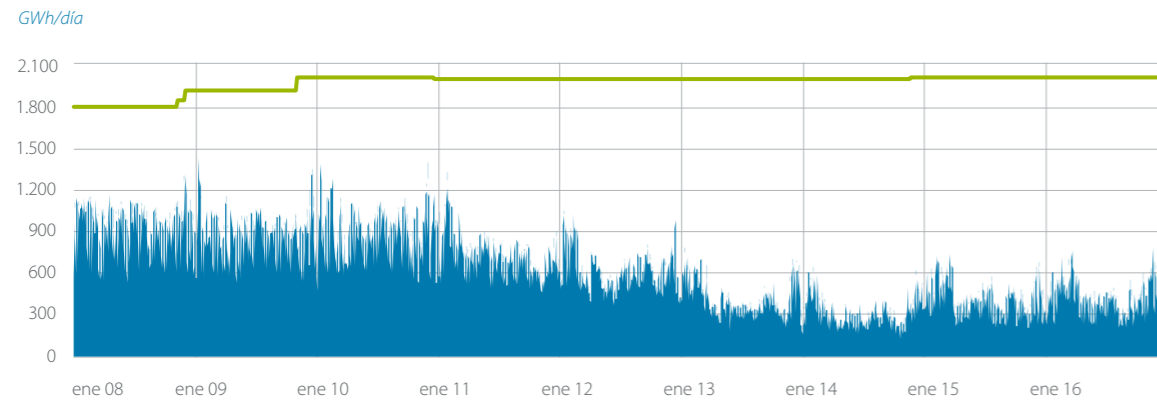
GWh	2015	2016	Δ s / 2015
Barcelona	35.448	36.346	+3%
Huelva	29.429	39.680	+35%
Cartagena	15.641	11.223	-28%
Bilbao	21.479	17.607	-18%
Sagunto	22.673	34.873	+54%
Mugardos	16.524	13.631	-18%
Total	141.194	153.360	+9%

A nivel global, la producción se incrementó un 9%.

Los crecimientos más significativos se registraron en las plantas de Sagunto y Huelva, donde la producción fue un 54% y un 35% superior a la de 2015, respectivamente.

La producción media diaria alcanzó los 419 GWh/día y la contratación media diaria se situó en 502 GWh/día. Ambos valores fueron superiores a los de 2015. El uso medio de la contratación alcanzó el 83%, un porcentaje mayor al registrado en los últimos años.

Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación

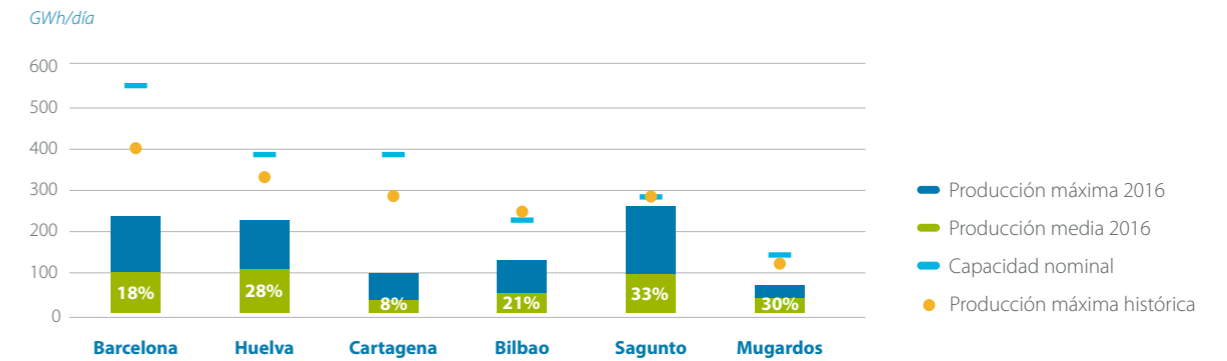


■ Producción diaria
— Capacidad nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978	1.978	1.980	1.982	1.986	1.986
Contratación media diaria GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632	476	491	502
% Contratación/ Nominal	70%	68%	64%	53%	43%	32%	24%	25%	25%
Máximo % Contratación/ Nominal	76%	75%	79%	66%	56%	39%	34%	39%	42%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592	393	304	387	419
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%	62%	64%	79%	83%

Los factores de utilización de las terminales españolas, definidos como el cociente entre la producción real y la capacidad nominal, presentaron incrementos respecto al año anterior en las plantas de Barcelona, Huelva y Sagunto.

Producciones medias y máximas registradas en las plantas de regasificación (Regasificación + carga de cisternas)



Carga de cisternas en plantas de regasificación

En 2016, el volumen de cisternas gestionado fue de 11.232 GWh, un 5% más que en 2015.

El incremento más destacable se observó en la Planta de Bilbao, con un aumento del 58%. Por su parte, la Planta de Sagunto creció un 20%, Barcelona un 11%, mientras que en Huelva la carga de cisternas fue un 7% superior a 2015.

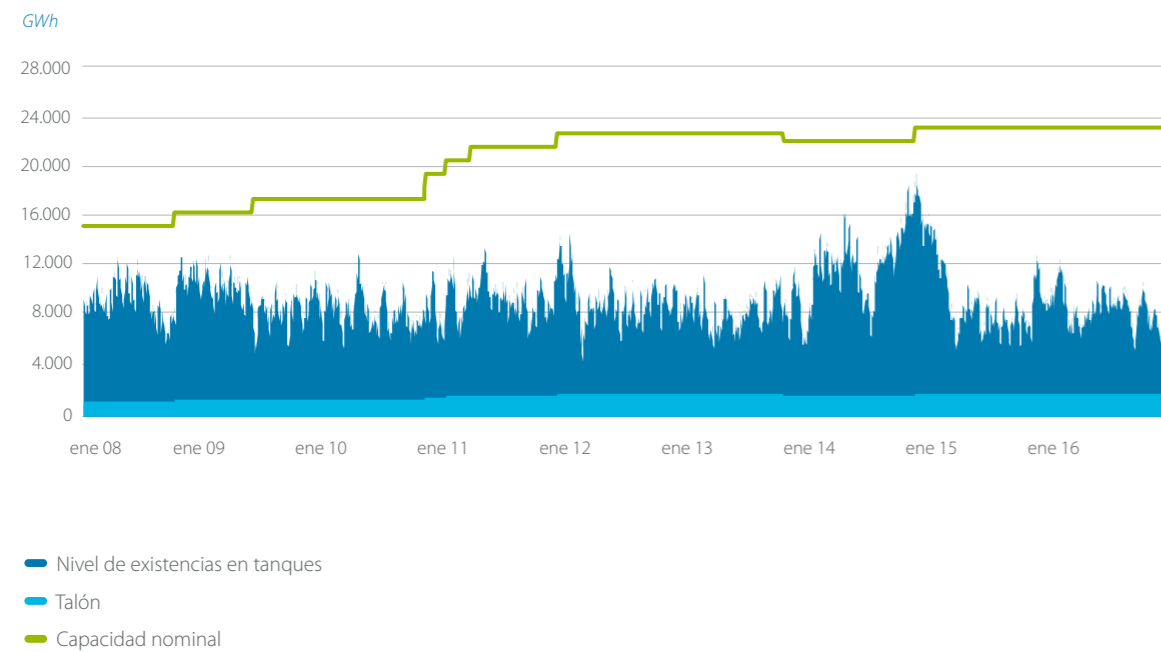
Carga de cisternas en plantas de regasificación

	2015		2016			
	Total GWh	% s/ total 2015	Total GWh	% s/ total 2016	Máx. diario GWh/día	Δ s/ 2015
Barcelona	1.943	18%	2.151	19%	13	11%
Huelva	2.615	24%	2.794	25%	16	7%
Cartagena	2.257	21%	2.076	18%	13	-8%
Bilbao	308	3%	487	4%	6	58%
Sagunto	1.457	14%	1.741	15%	10	20%
Mugardos	2.138	20%	1.984	18%	10	-7%
Total	10.718	100%	11.232	100%	54	5%

Existencias de GNL en tanques de almacenamiento

En el año 2016, las existencias medias en los tanques de almacenamiento alcanzaron un 37% de su capacidad total, cifra similar a la de 2015.

Evolución de las existencias de GNL en plantas de regasificación



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Nivel medio de existencias (GWh)	9.402	9.002	8.166	9.462	8.741	8.083	12.606	8.673	8.506
% medio de llenado en tanques	61%	54%	47%	45%	39%	37%	58%	38%	37%
Nº medio de días de contratación almacenados	6,5	5,9	5,3	7,5	8,3	10,2	23,5	14,0	13,7

El total de existencias medias diarias almacenadas en tanques ascendió a 8.506 GWh, cifra ligeramente inferior al valor alcanzado en 2015 (2%).

Nivel medio de existencias en tanques de almacenamiento de GNL

GWh	2015			2016			Δ existencias s/ 2016
	Capacidad nominal 2015	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Capacidad nominal 2016	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	
Barcelona	5.206	1.979	38%	5.206	1.927	37%	-3%
Huelva	4.244	1.468	35%	4.244	1.942	46%	32%
Cartagena	4.021	1.150	29%	4.021	1.067	27%	-7%
Bilbao	3.083	1.403	46%	3.083	1.328	43%	-5%
Sagunto	4.110	1.661	40%	4.110	1.348	33%	-19%
Mugardos	2.055	1.012	49%	2.055	895	44%	-11%
Total	22.718	8.673	38%	22.718	8.506	37%	-2%

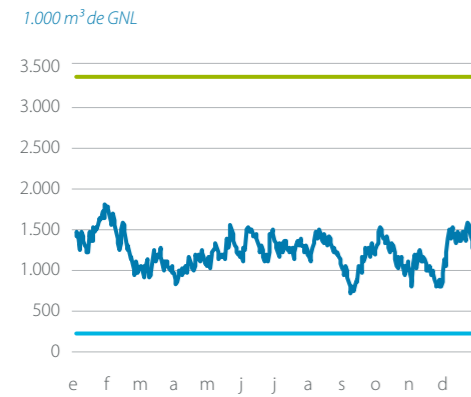
Desvíos de buques por declaración de Situación de Operación Excepcional

En 2016 se realizó el desvío de un buque metanero hacia la Planta de Cartagena, con descarga inicialmente prevista en la Planta de Huelva.

Los desvíos se pusieron en conocimiento del sector mediante la publicación de la Nota de Operación nº 1/2016. Requirieron 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.

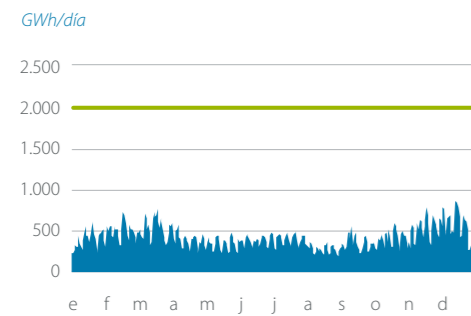
Actividad en plantas de regasificación

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

Producciones diarias en planta

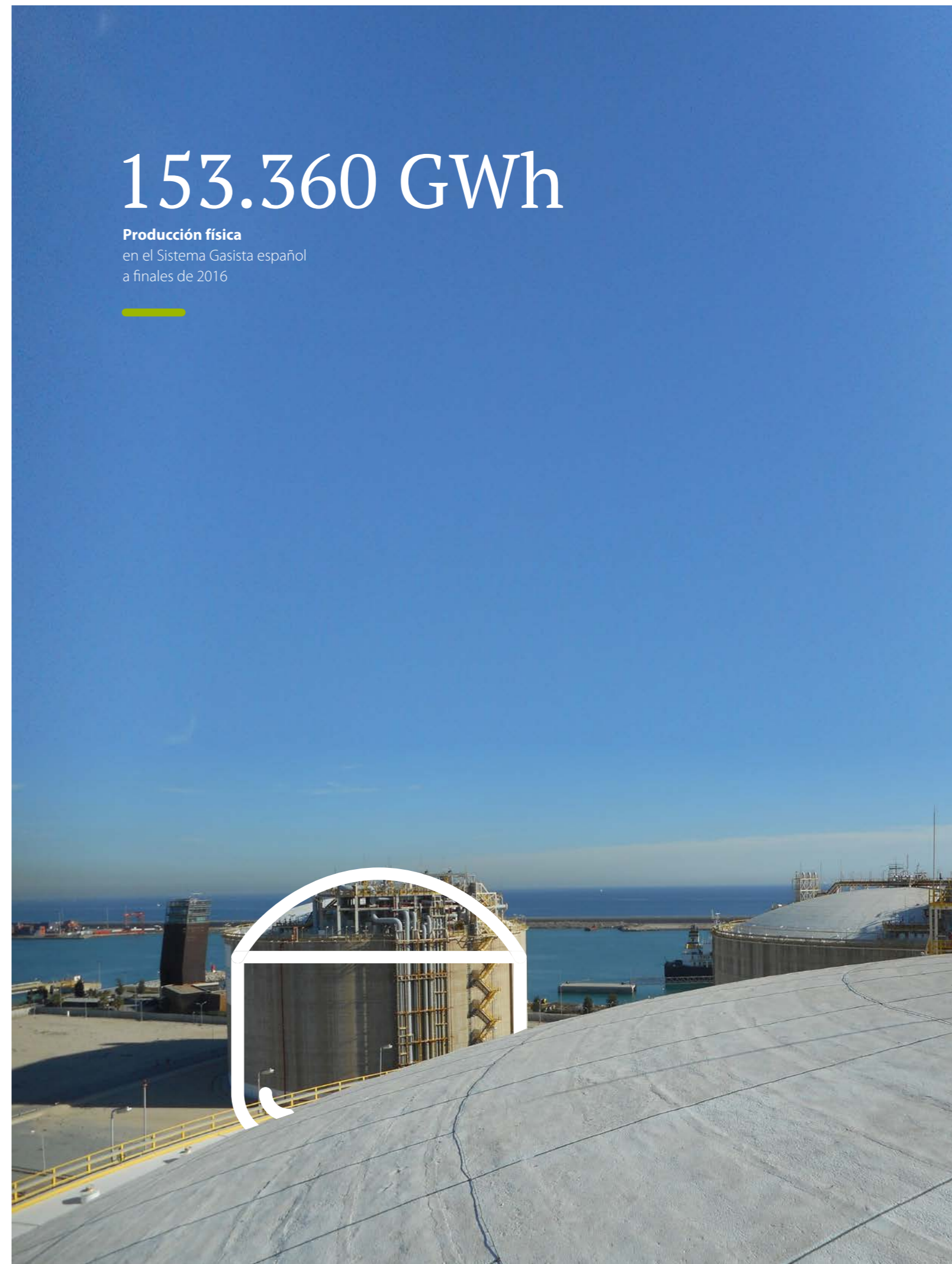


- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	153.213 190
	Cargas	GWh nº buques	1.379 4
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	3.316.500
		GWh	22.718
	Talón GWh GNL	1.801	1.801
Existencias medias TKs		GWh	8.506
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	465
	Cisternas	GWh/día	37
	% medio contratado vs. nominal		25%
	% utilización media contratación		83%
Total		GWh/día	1.986
PRODUCCIÓN FÍSICA Nominal	Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	6.863 1.916
	Cisternas	GWh/día	70,9
Diaria	RÉCORD	GWh/día	1.421 09/01/2009
	media	GWh/día	419
PRODUCCIÓN periodo		GWh	153.360

153.360 GWh

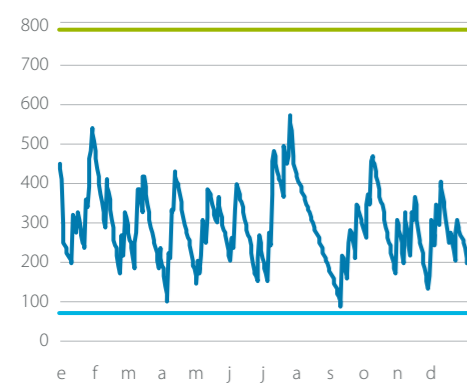
Producción física
en el Sistema Gasista español
a finales de 2016



Actividad en la Planta de Barcelona

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL

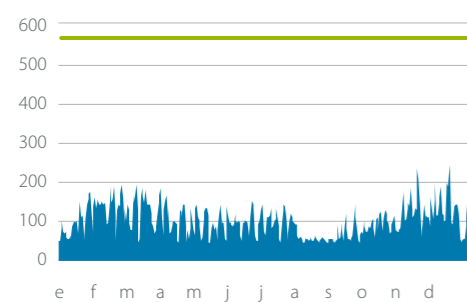
1.000 m³ de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

Producciones diarias en planta

GWh/día

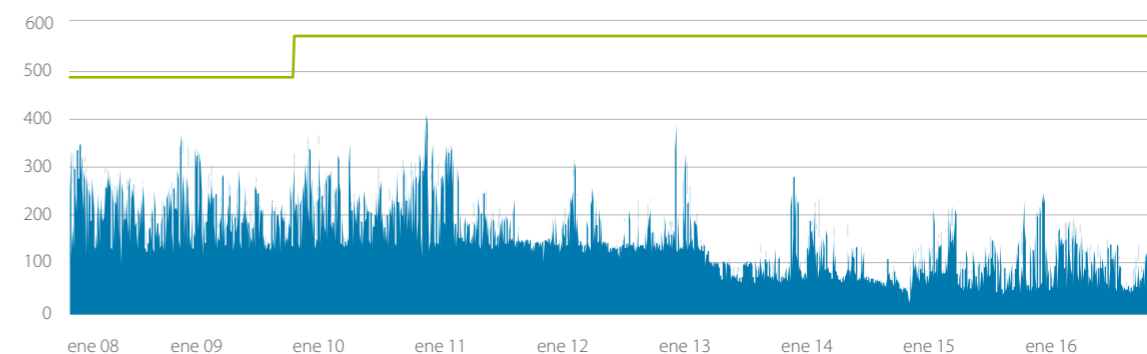


- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	36.022 44
	Cargas	GWh nº buques	1.336 2
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL GWh	760.000 5.206
	Talón	GWh GNL	473
	Existencias medias TKs	GWh	1.927
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	110
	Cisternas	GWh/día	7
	% medio contratado vs. nominal		21%
	% utilización media contratación		83%
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	559
	Vaporización	1000 Nm ³ /h GWh/día	1.950 544
	Cisternas	GWh/día	15
	Diaria	RÉCORD media	GWh/día
PRODUCCIÓN periodo		GWh	36.346

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Barcelona

GWh/día

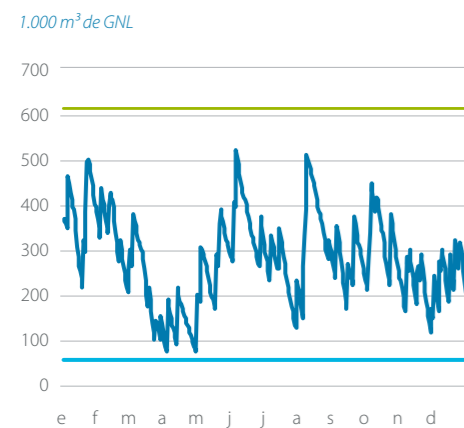


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559	559	559	559	559
Contratación media diaria GWh/día	271	310	355	261	231	164	134	133	118
% Contratación/ Nominal	57%	63%	63%	47%	41%	29%	24%	24%	21%
Máximo % Contratación/ Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%	34%	41%	43%
Producción media GWh/día	210	197	211	171	157	110	87	97	100
Uso medio de la contratación %	78%	64%	60%	66%	68%	66%	64%	72%	83%

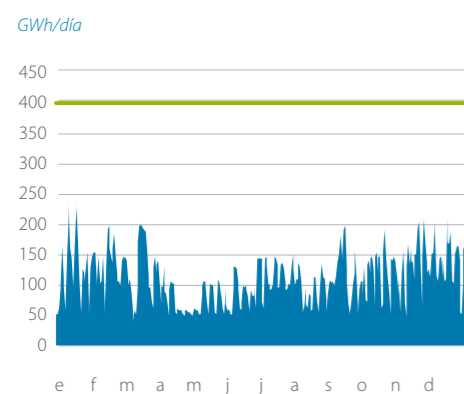
Actividad en la Planta de Huelva

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

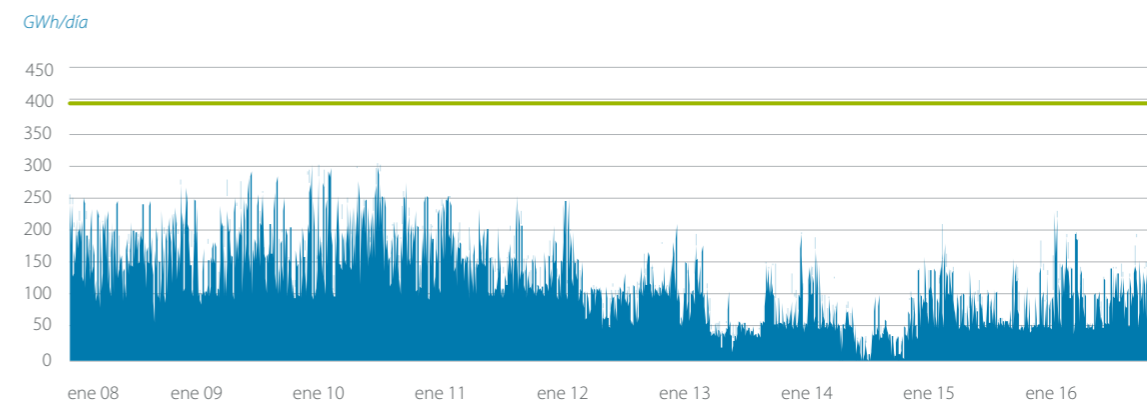
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16		
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	38.687 46		
	Cargas	GWh nº buques	0 0		
	Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL GWh	619.500 4.244	
		Talón	GWh GNL	386	
Existencias medias TKs		GWh	1.942		
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	125		
	Cisternas	GWh/día	9		
	% medio contratado vs. nominal		34%		
	% utilización media contratación		81%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	392	392
		Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	1.350 377	1.350 377
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15	15
		RÉCORD	GWh/día	330	21/12/2006
	media	GWh/día	108		
PRODUCCIÓN periodo	GWh	39.680			

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva

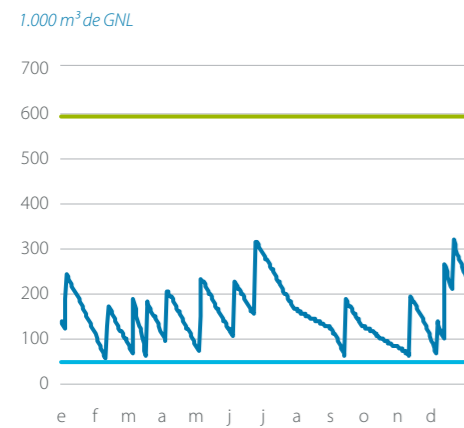


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria GWh/día	263	288	318	260	195	145	106	103	134
% Contratación/ Nominal	67%	73%	81%	66%	50%	37%	27%	26%	34%
Máximo % Contratación/ Nominal	98%	105%	98%	101%	70%	58%	42%	48%	56%
Producción media GWh/día	167	164	185	149	109	72	55	80	108
Uso medio de la contratación %	64%	57%	58%	57%	56%	50%	50%	78%	81%

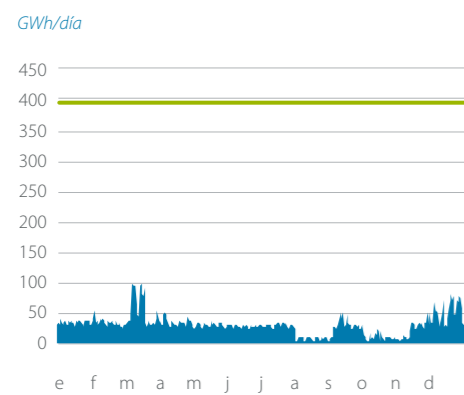
Actividad en la Planta de Cartagena

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

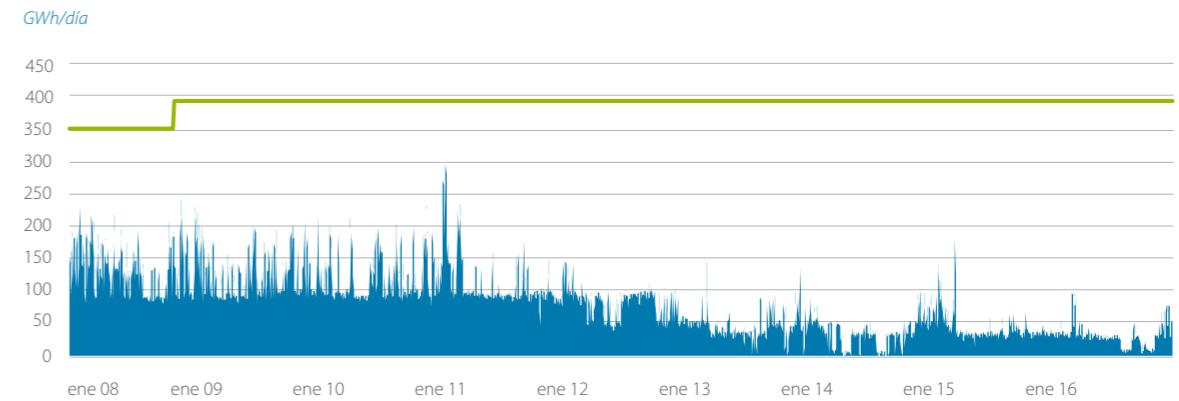
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	11.837 13	
	Cargas	GWh nº buques	0 0	
	Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL GWh	587.000 4.021
		Talón	GWh GNL	356
Existencias medias TKs		GWh	1.067	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	30	
	Cisternas	GWh/día	7	
	% medio contratado vs. nominal		9%	
	% utilización media contratación		76%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	392
		Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	1.350 377
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15
		RÉCORD	GWh/día	295 27/01/2011
		media	GWh/día	31
PRODUCCIÓN periodo		GWh	11.223	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Cartagena

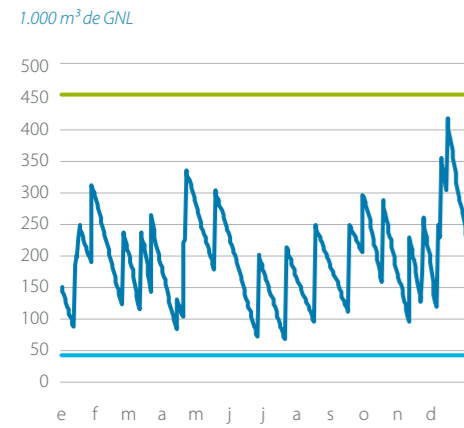


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria GWh/día	216	193	167	145	92	60	41	48	37
% Contratación/ Nominal	61%	49%	43%	37%	23%	15%	10%	12%	9%
Máximo % Contratación/ Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%	25%	44%	20%
Producción media GWh/día	129	122	116	108	80	44	33	43	31
Uso medio de la contratación %	60%	64%	70%	75%	88%	73%	87%	90%	76%

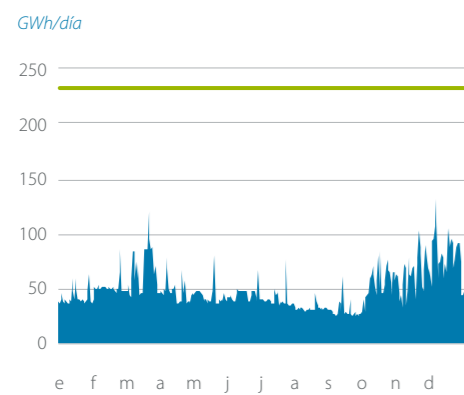
Actividad en la Planta de Bilbao

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

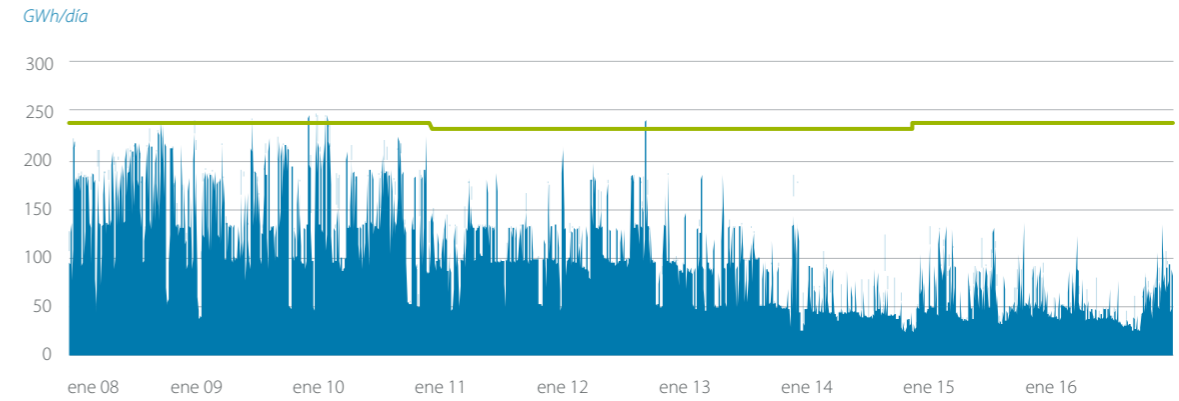
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16		
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	18.006 21		
	Cargas	GWh nº buques	0 0		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	450.000		
		GWh	3.083		
	Talón GWh GNL	280	280		
Existencias medias TKs		GWh	1.328		
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	59		
	Cisternas	GWh/día	1		
	% medio contratado vs. nominal		26%		
	% utilización media contratación		78%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	228	228
		Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	800 223	800 223
	Diaria	Cisternas	GWh/día	5	5
		RÉCORD	GWh/día	238	06/01/2010
	media	GWh/día	48		
PRODUCCIÓN periodo		GWh	17.607		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Bilbao

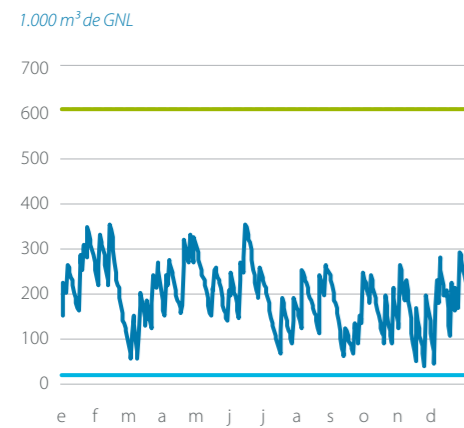


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223	223	223	224	228	228
Contratación media diaria GWh/día	187	199	176	144	145	116	66	73	60
% Contratación/ Nominal	82%	87%	77%	65%	65%	52%	29%	32%	26%
Máximo % Contratación/ Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%	50%	72%	53%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110	80	47	59	48
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%	69%	75%	81%	78%

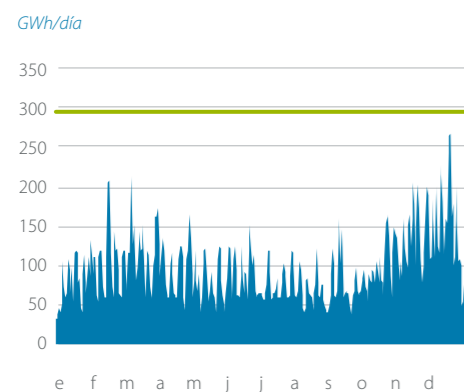
Actividad en la Planta de Sagunto

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

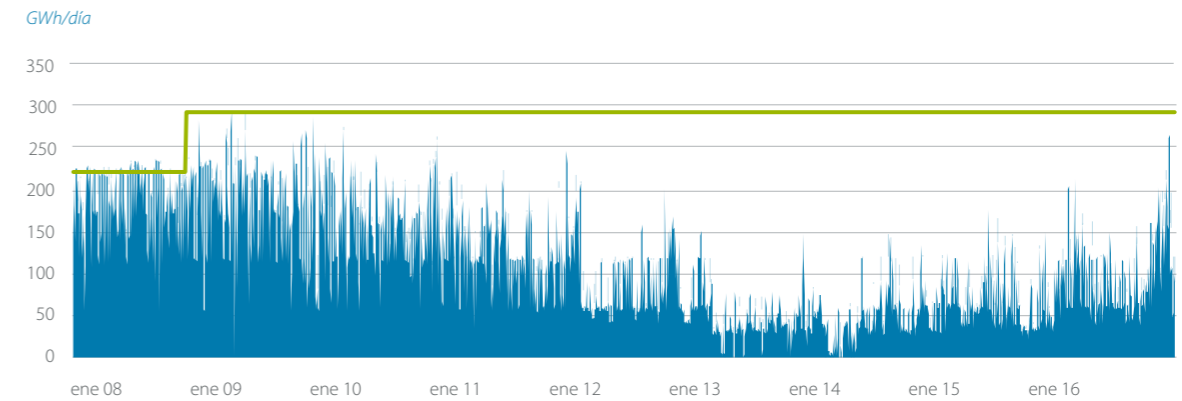
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16
Buques GNL	Descargas	GWh	34.998
		nº buques	51
	Cargas	GWh	0
		nº buques	0
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	600.000
		GWh	4.110
	Talón GWh GNL		183
	Existencias medias TKs	GWh	1.348
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	100
	Cisternas	GWh/día	6
	% medio contratado vs. nominal		36%
	% utilización media contratación		88%
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	290
	Vaporización	1000 Nm³/h	1.000
		GWh/día	279
	Cisternas	GWh/día	10,5
	Diaria	RÉCORD	GWh/día
media		GWh/día	95
PRODUCCIÓN periodo		GWh	34.873

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto

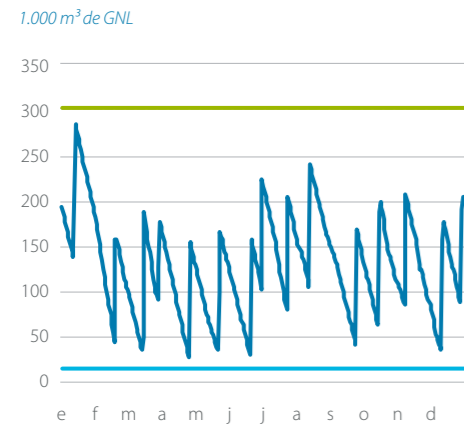


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290	290	290	290	290
Contratación media diaria GWh/día	224	243	184	160	125	90	85	81	105
% Contratación/ Nominal	99%	84%	63%	55%	43%	31%	29%	28%	36%
Máximo % Contratación/ Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%	45%	95%	88%
Producción media GWh/día	182	179	154	118	87	45	47	62	95
Uso medio de la contratación %	81%	74%	85%	73%	70%	51%	54%	76%	88%

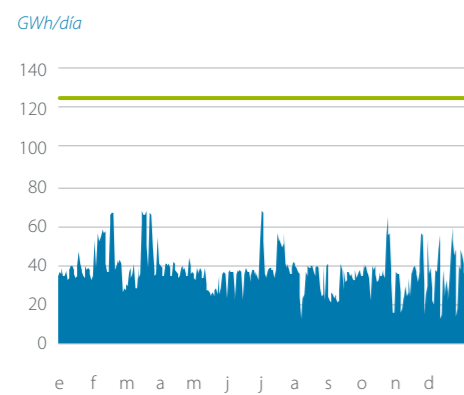
Actividad en la Planta de Mugardos

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



- Nivel de existencias GNL TKs
- Capacidad máxima TKs
- Talón

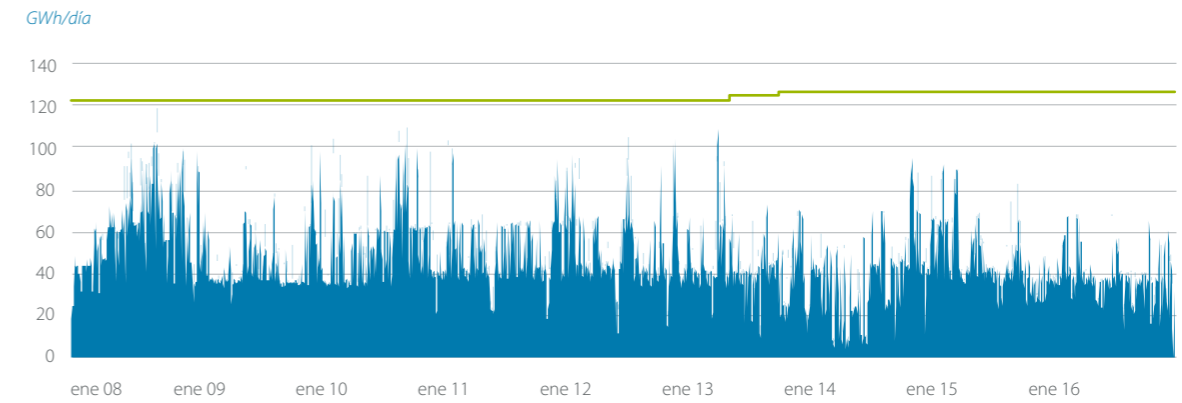
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

		Ene. 16	Dic. 16		
Buques GNL	Descargas	GWh	13.664		
	nº buques		15		
Cargas	GWh	43			
	nº buques		2		
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000		
		GWh	2.055		
	Talón GWh GNL		123		
Existencias medias TKs	GWh	895			
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	41		
	Cisternas	GWh/día	6		
	% medio contratado vs. nominal		38%		
	% utilización media contratación		80%		
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	126	126
		Vaporización	1000 Nm³/h	413	413
		GWh/día	115	115	
	Diaria	Cisternas	GWh/día	10,5	10,5
		RÉCORD	GWh/día	118	11/09/2008
	media	GWh/día	37		
PRODUCCIÓN periodo	GWh	13.631			

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Mugardos



- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	122	122	122	122	122	124	126	126	126
Contratación media diaria GWh/día	101	77	77	74	66	58	46	52	48
% Contratación/ Nominal	82%	63%	63%	60%	54%	46%	37%	41%	38%
Máximo % Contratación/ Nominal	91%	87%	95%	89%	81%	81%	59%	97%	42%
Producción media GWh/día	59	44	53	49	49	42	36	45	37
Uso medio de la contratación %	59%	60%	68%	66%	74%	74%	81%	86%	80%

05 | Conexiones internacionales

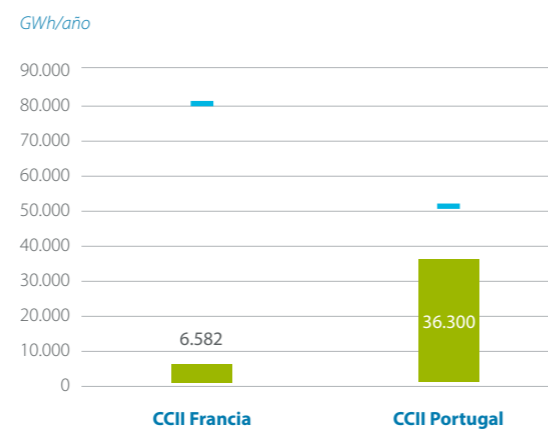
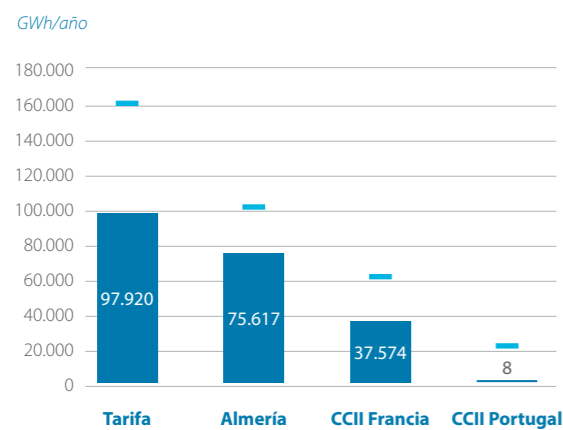


En 2016 el Sistema recibió 211.119 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales y exportó 42.882 GWh, un 5% más que en 2015.

Las importaciones se mantuvieron en un valor similar al de 2015 y las exportaciones se incrementaron un 5% respecto al año anterior.

Movimientos en conexiones internacionales

GWh	Importación			Exportación		
	2015	2016	Δ s/ 2015	2015	2016	Δ s/ 2015
Tarifa	99.276	97.920	- 1%	-	-	-
Almería	76.069	75.617	- 1%	-	-	-
CCII Francia	36.902	37.574	2%	5.586	6.582	18%
CCII Portugal	5	8	65%	35.330	36.300	3%
Total	212.251	211.119	-1%	40.915	42.882	5%



■ Importación 2016
■ Nominal 2016

■ Exportación 2016
■ Nominal 2016



A través de la plataforma electrónica de asignación de capacidad en interconexiones europeas, PRISMA, se realizaron las correspondientes subastas de capacidad en la interconexión francesa (VIP Pirineos) y portuguesa (VIP Ibérico) con diferentes horizontes temporales.

El 7 de marzo de 2016 se realizó la subasta de productos anuales y el 6 de junio, la subasta de productos trimestrales. Por su parte, las subastas de productos mensuales de enero y febrero de 2016 tuvieron lugar el segundo lunes de cada mes y, a partir de marzo, comenzaron a realizarse el tercer lunes del mes correspondiente.

Las subastas de capacidad diaria e intradiaria, coordinada y no coordinada, de capacidad firme e interrumpible en las conexiones internacionales con Europa llevan celebrándose desde el 1 de noviembre de 2015.

42.882 GWh

Gas exportado

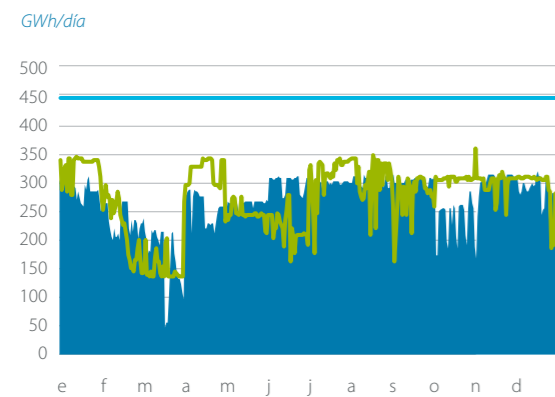
a través de las conexiones internacionales en 2016, un 5% más que en 2015.

Conexiones internacionales con el norte de África

En 2016, la importación por las conexiones internacionales con el norte de África alcanzó los 173.537 GWh.

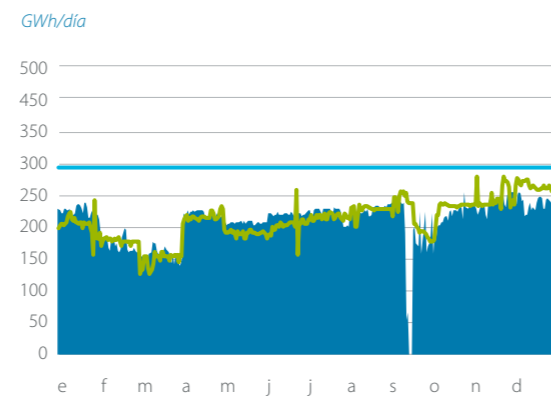
Movimientos físicos

Entradas por Tarifa



■ 2016
■ 2015
■ Nominal

Entradas por Almería



■ 2016
■ 2015
■ Nominal

La cantidad de gas importado a través de las conexiones internacionales de Tarifa y Almería en 2016 fue similar a la registrada en 2015.

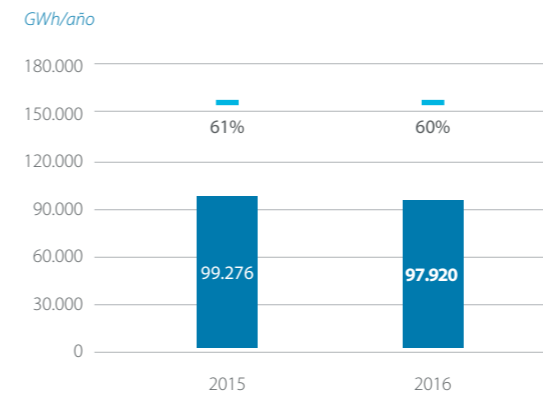
Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Tarifa alcanzaron los 97.920 GWh y el gas importado a través de la Conexión Internacional de Almería fue de 75.617 GWh. En ambos casos se produjo un descenso del 1% respecto al año anterior.

En el mes de septiembre tuvo lugar una interrupción no programada en las entradas de gas por la Conexión Internacional de Almería. El GTS adoptó las medidas necesarias para garantizar la atención a la demanda programada.

El porcentaje de utilización de estas conexiones fue del 60% en Tarifa y del 71% en Almería.

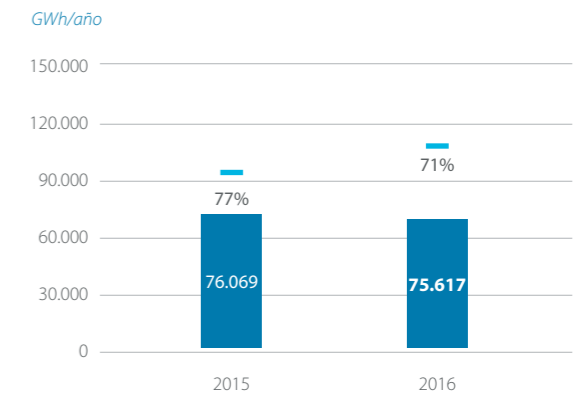
Movimientos comerciales

CI Tarifa



■ Importación
■ Nominal
% utilización

CI Almería



■ Importación
■ Nominal
% utilización

El nivel de contratación en las conexiones internacionales del norte de África fue un 8% inferior al de 2015. La capacidad contratada en Almería se situó en el 87%, lo que supuso una disminución del 6% respecto al año anterior. Por su parte, en Tarifa se alcanzó un nivel de contratación del 69%, un 10% menos que en 2015.

Contratación

GWh	2015			2016			Δ s/% cap. contratada
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	
Tarifa	161.998	124.537	77%	162.442	111.876	69%	- 10%
Almería	98.461	90.634	92%	106.050	92.158	87%	- 6%
Total	260.459	215.171	83%	268.492	204.034	76%	- 8%

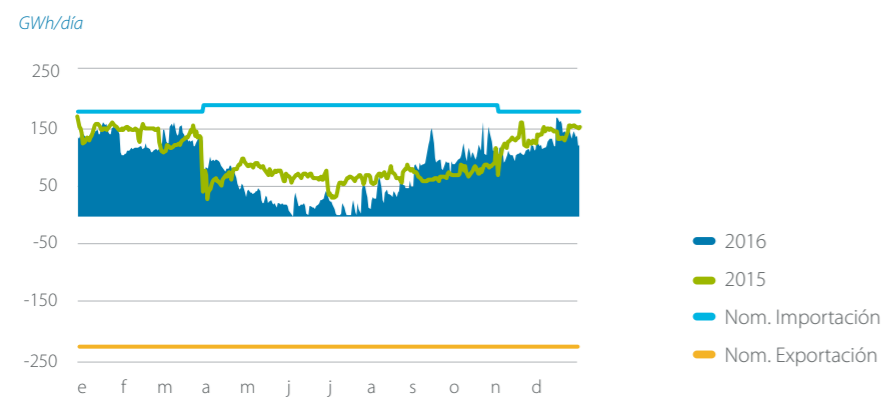
Conexiones internacionales con Francia

En 2016 las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 37.574 GWh, lo que supuso una utilización del 60% de la capacidad nominal.

Los flujos importadores a través de las conexiones internacionales con Francia experimentaron un aumento del 2% respecto al año anterior. Así, determinados meses, las importaciones se situaron en valores muy cercanos a la capacidad nominal.

Por su parte, el gas exportado pasó de 5.586 GWh en 2015 a 6.582 GWh en 2016, de manera que las exportaciones se vieron incrementadas en un 18%.

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



La capacidad de importación contratada con Francia fue de 54.953 GWh, un 7% inferior a 2015.

Por su parte, la capacidad de exportación contratada se incrementó un 7% y se situó en 46.788 GWh, lo que representó una contratación media del 57% de la capacidad nominal.

37.574 GWh

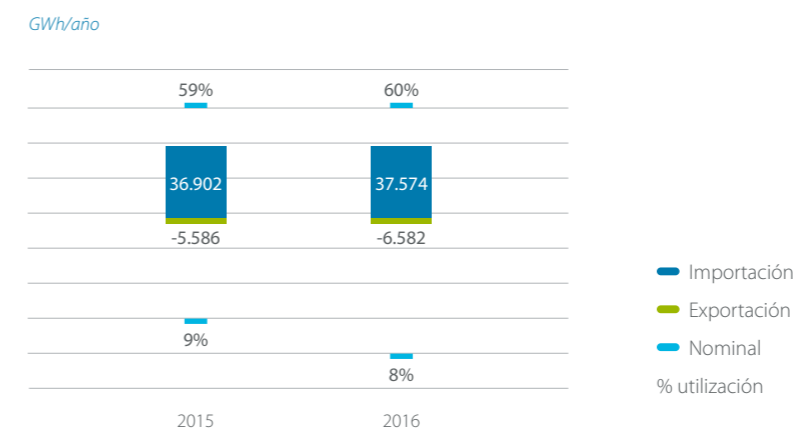
Gas importado

a través de las conexiones internacionales con Francia en 2016

Contratación

GWh	2015			2016			
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Δ s/% cap. contratada
Importación CCII Francia	62.365	58.714	94%	62.530	54.953	88%	- 7%
Exportación CCII Francia	64.611	34.234	53%	82.350	46.788	57%	7%

Movimientos comerciales

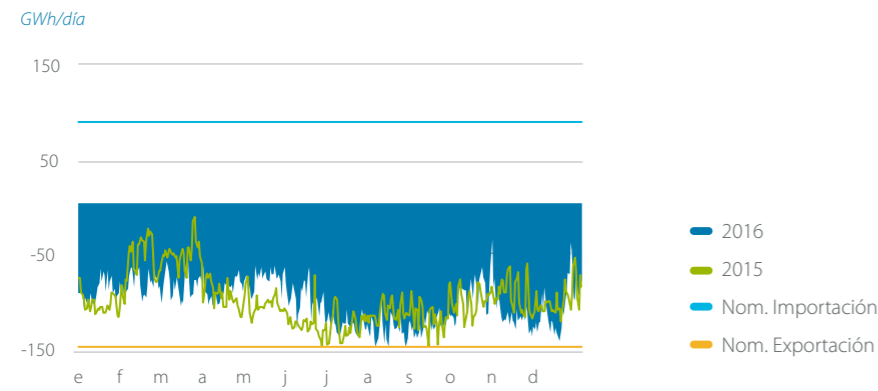


Conexiones internacionales con Portugal

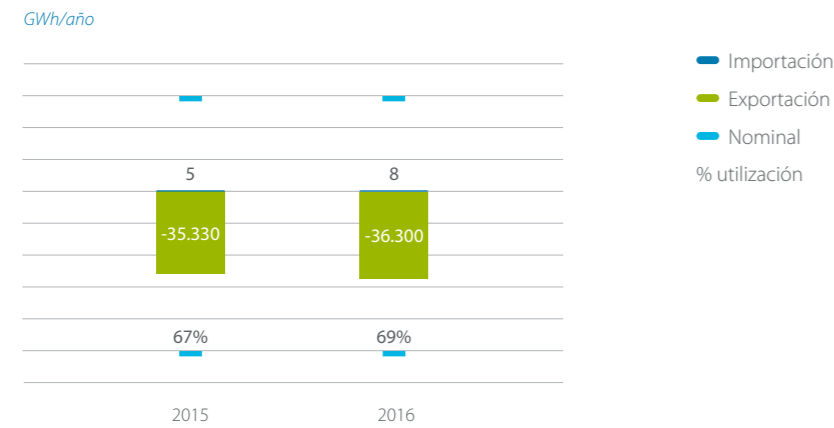
Las exportaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal alcanzaron en 2016 los 36.300 GWh, un 3% más que el año anterior.

La utilización de esta conexión internacional fue del 69%, cifra ligeramente superior a la alcanzada en 2015 (67%).

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



Movimientos comerciales



La capacidad de importación contratada se mantuvo en valores bajos, como sucedió el año anterior.

En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 45.191 GWh, equivalentes al 86% de su capacidad nominal. Así, en 2016 el porcentaje de capacidad contratada en sentido España-Portugal se incrementó un 3% respecto al año anterior.

Contratación

GWh	2015			2016			Δ s/% cap. contratada
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	
Importación CCII Portugal	29.276	5	0,02%	29.356	8	0,03%	65%
Exportación CCII Portugal	52.697	43.640	83%	52.841	45.191	86%	3%

06 | Almacenes subterráneos



Durante el año 2016 la capacidad de almacenamiento subterráneo se incrementó en 1.365 GWh correspondientes al colchón del Almacenamiento Yela.

La campaña de inyección de gas en almacenamientos comenzó el 1 de abril y finalizó el 31 de octubre. Durante este periodo, la inyección acumuló 6.512 GWh, lo que supuso un descenso de un 9% respecto a la realizada en el ejercicio anterior.

Al finalizar este periodo de inyección, el nivel de llenado alcanzó el 69% de la capacidad útil.

Por su parte, la extracción acumulada fue de 7.271 GWh, un 30% menos que en 2015.

Capacidad en AASS

Diciembre 2016	GWh
Total	60.809
Colchón	29.581
Útil	31.228

Capacidad operativa máxima	GWh/día
Capacidad de inyección	127
Capacidad de extracción	208

69%

Nivel de llenado
de la capacidad útil tras finalizar el periodo de inyección

Seguimiento de existencias en AASS

Existencias en AASS

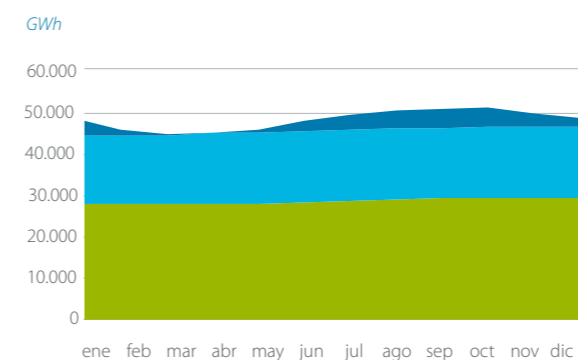
Diciembre	2015	2016
GWh	Real	Cierre
Total	49.725	48.966
Gas colchón	28.216	29.581
Existencias estratégicas	16.412	17.034
Gas operativo	5.097	2.351

Inyección / Extracción en AASS

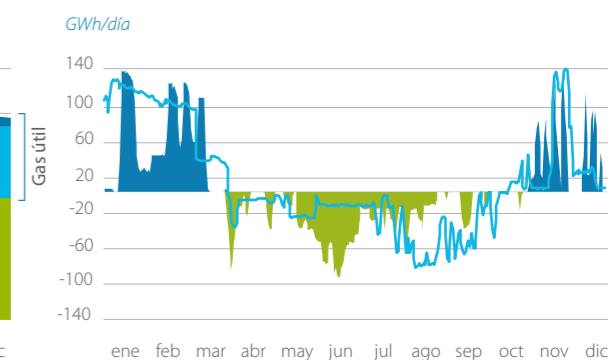
	2015	2016	
GWh	Real	Cierre	Δ s/2015
Inyección total	7.126	6.512	-9%
Inyección gas colchón Yela	1.234	1.365	11%
Extracción	10.344	7.271	-30%

Evolución de existencias y de los ciclos inyección-extracción

Existencias en AASS



Inyección / Extracción en AASS



■ Gas Operativo
■ Existencias estratégicas
■ Gas Colchón

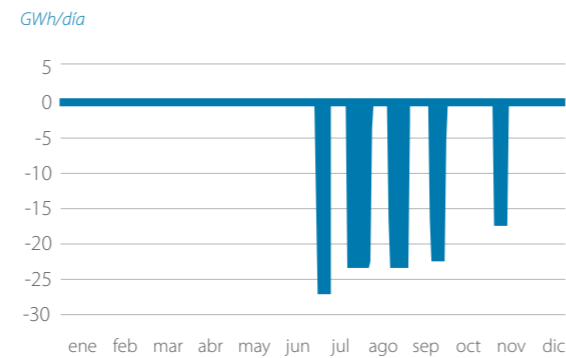
■ Extracción
■ Año anterior
■ Inyección

En 2016 se produjo un aumento de la capacidad de gas colchón del Almacenamiento Yela, que pasó de 5.240 GWh a 6.605 GWh.

El gas colchón inyectado en Yela en el verano de 2016 ascendió a 1.365 GWh.

Por primera vez, la adquisición de gas colchón se realizó en el Mercado Organizado de Gas, como indica la Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el Mercado Organizado de Gas.

Inyección física de gas colchón en Yela



Contratación en almacenamientos subterráneos

La capacidad final contratada en los almacenamientos subterráneos durante 2016 ascendió a 21.774 GWh, cifra equivalente a 22 días de la demanda diaria nacional invernal media gasista de ese año.

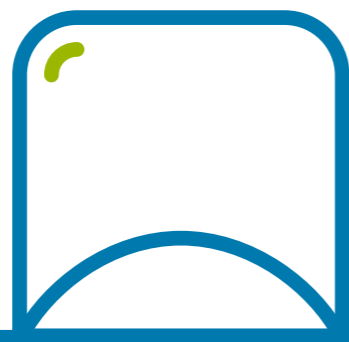
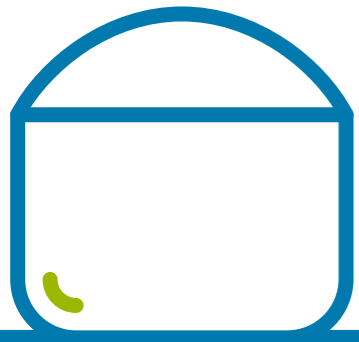
Además, los almacenamientos subterráneos cumplieron una función clave en el Sistema Gasista: el mantenimiento de las existencias estratégicas. Según se indica en los artículos 50 y 52 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, y en el artículo 2 apartado nueve de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, el Gobierno es el responsable de determinar reglamentariamente las existencias mínimas de seguridad en lo que se refiere a la cantidad, tipos de productos, lugar de almacenamiento y localización geográfica. Por su parte, CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos) es el organismo responsable de la adquisición, constitución, mantenimiento y gestión de las reservas de hidrocarburos, incluidas las de gas natural en la forma y por la cuantía que se determine reglamentariamente, así como el control del mantenimiento 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 2016 con 17.034 GWh de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.

Gestión total del almacenamiento subterráneo en 2016

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	2016
Capacidad de AASS	GWh	59.444	59.444	59.444	59.444	59.444	60.809	60.809	60.809	60.809	60.809	60.809	60.809	
Capacidad de colchón	GWh	28.216	28.216	28.216	28.216	28.216	29.581	29.581	29.581	29.581	29.581	29.581	29.581	
Existencias iniciales	GWh	49.725	48.044	46.041	44.817	45.434	46.046	48.319	49.526	50.488	51.002	51.260	49.839	
Gas colchón		28.216	28.216	28.216	28.216	28.216	28.216	28.467	28.857	29.172	29.412	29.581	29.581	
Gas útil		21.509	19.828	17.825	16.601	17.218	17.829	19.852	20.670	21.316	21.591	21.679	20.258	
Inyección (neta)	GWh/mes	0	0	68	617	612	2.274	1.207	962	514	258	0	0	6.512
Inyección media diaria	GWh/día	0	0	2	21	20	76	39	31	17	8	0	0	
Extracción (bruta)	GWh/mes	1.681	2.003	1.293	0	0	0	0	0	0	0	1.421	873	7.271
Extracción media diaria	GWh/día	54	69	42	0	0	0	0	0	0	0	47	28	
Existencias finales	GWh	48.044	46.041	44.817	45.434	46.046	48.319	49.526	50.488	51.002	51.260	49.839	48.966	
Gas colchón		28.216	28.216	28.216	28.216	28.216	28.467	28.857	29.172	29.412	29.581	29.581	29.581	
Gas útil		19.828	17.825	16.601	17.218	17.829	19.852	20.670	21.316	21.591	21.679	20.258	19.385	
Existencias estratégicas	GWh	16.412	16.412	16.412	17.034	17.034	17.034	17.034	17.034	17.034	17.034	17.034	17.034	

07 | Transporte de gas



En 2016 dos infraestructuras gasistas obtuvieron las Actas de Puesta en Marcha: un gasoducto de transporte primario y un gasoducto de transporte secundario.

Infraestructura de transporte primario

Cas Tresorer-Manacor-Felanitx

Gasoducto recogido en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.24 'Nuevas infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016'. Esta infraestructura insular, cuyo titular es Redexis Infraestructuras, S.L.U, discurre por los términos municipales de Palma, Algaida, Montuïri, Sant Joan, Vilafranca de Bonany, Manacor y Felanitx. Consta de dos tramos: el primero con una longitud de 45 km, un diámetro de 16" y una presión de diseño de 80 bar; y el segundo con una longitud de 14 km, un diámetro de 12" y una presión de diseño de 80 bar.

A finales del año 2016, el Sistema Gasista contaba con un total de 11.369 km de gasoductos de transporte primario.

Infraestructura de transporte secundario

Villanueva del Arzobispo-Castellar

Este gasoducto se recoge en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.25 'Nuevas infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016'. Cuenta con una presión máxima de servicio de 59 bares, 14 km y un diámetro de 8". El titular de esta instalación es Redexis Gas, S.A.

11.369 km

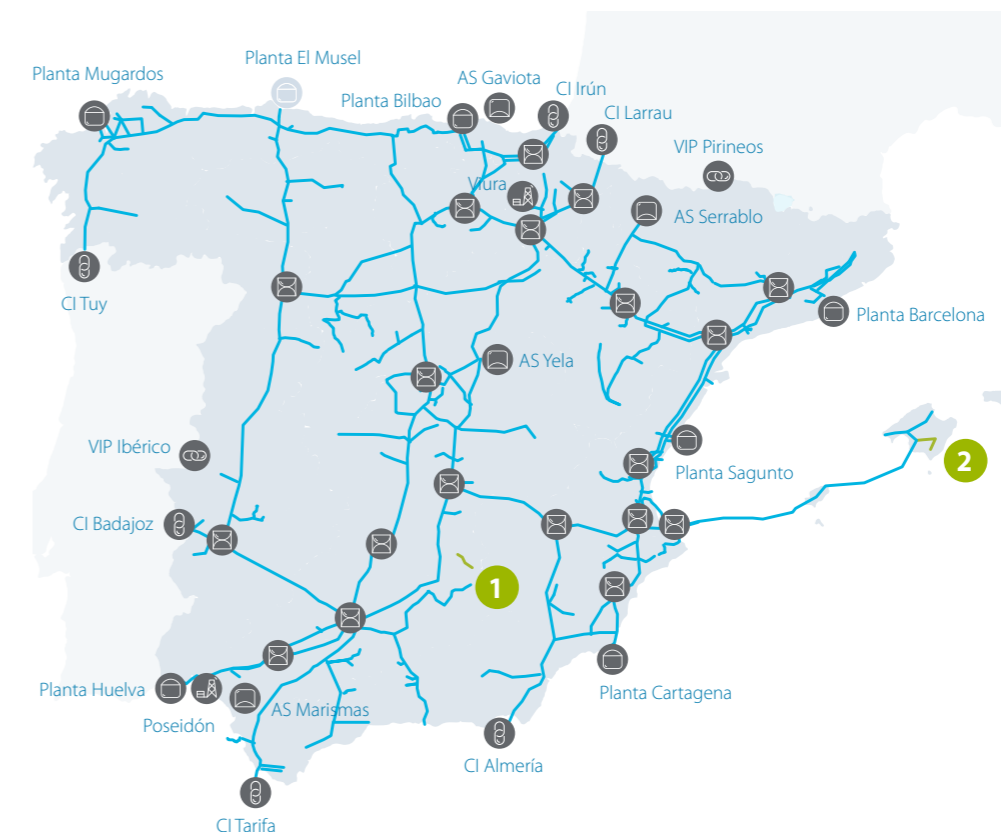
Gasoductos de transporte primario
en el Sistema Gasista español
a finales de 2016

Nuevas infraestructuras de transporte en 2016

P.O. 08/16

	Acta Puesta en Marcha	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Infraestructura transporte primario				
Cas Tresorer-Manacor-Felanitx (Tramo I y II)	16-mar	45/12	80	16/12
Infraestructura transporte secundario				
Villanueva del Arzobispo-Castellar	05-dic	14	59	9

Mapa de infraestructuras de transporte



Incorporación de infraestructuras

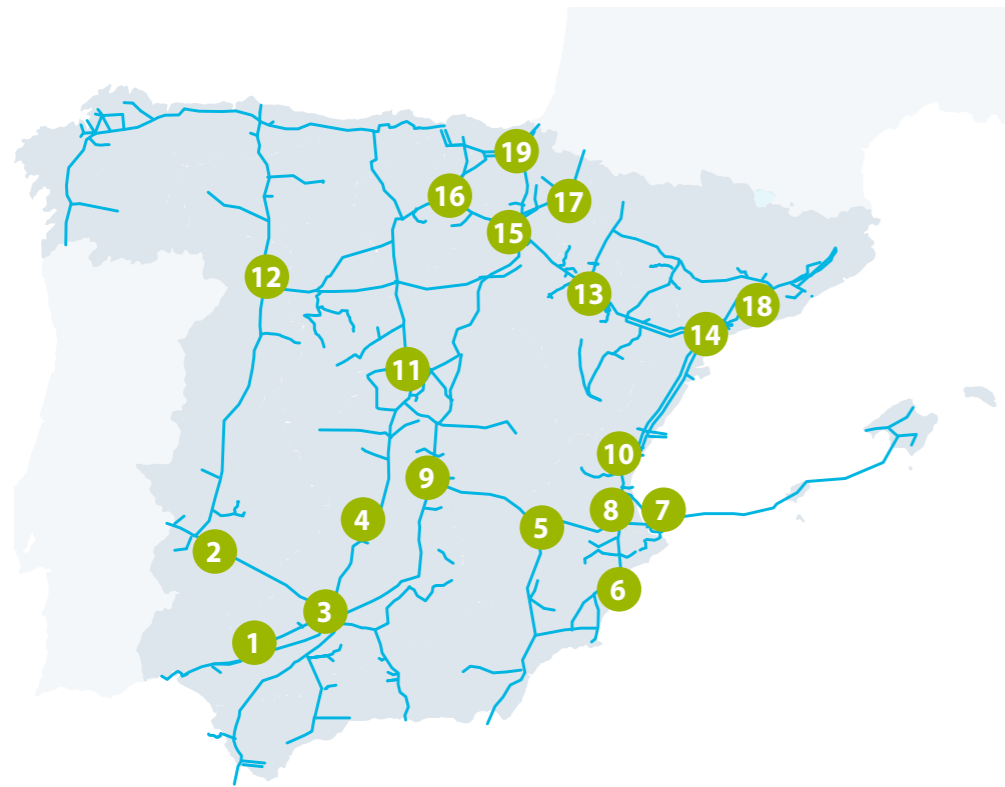
- Acta de Puesta en Marcha de infraestructuras en 2016
- Pendiente tras el Real Decreto-Ley 13/2012

- 1.** Villanueva del Arzobispo-Castellar
- 2.** Cas Tresorer-Manacor-Felanitx

Estaciones de compresión

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

Estaciones de compresión



- | | | | |
|--------------------|-------------------|-------------------------|------------------|
| 1. EC Sevilla | 6. EC Crevillente | 11. EC Algete | 16. EC Haro |
| 2. EC Almendralejo | 7. EC Denia | 12. EC Coreses | 17. EC Navarra |
| 3. EC Córdoba | 8. EC Montesa | 13. EC Zaragoza | 18. EC Bañeras |
| 4. EC Almodóvar | 9. EC Alcázar | 14. EC Tivissa | 19. EC Euskadour |
| 5. EC Chinchilla | 10. EC Paterna | 15. EC Villar de Arnedo | |

En 2016 el Gestor Técnico del Sistema continuó garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

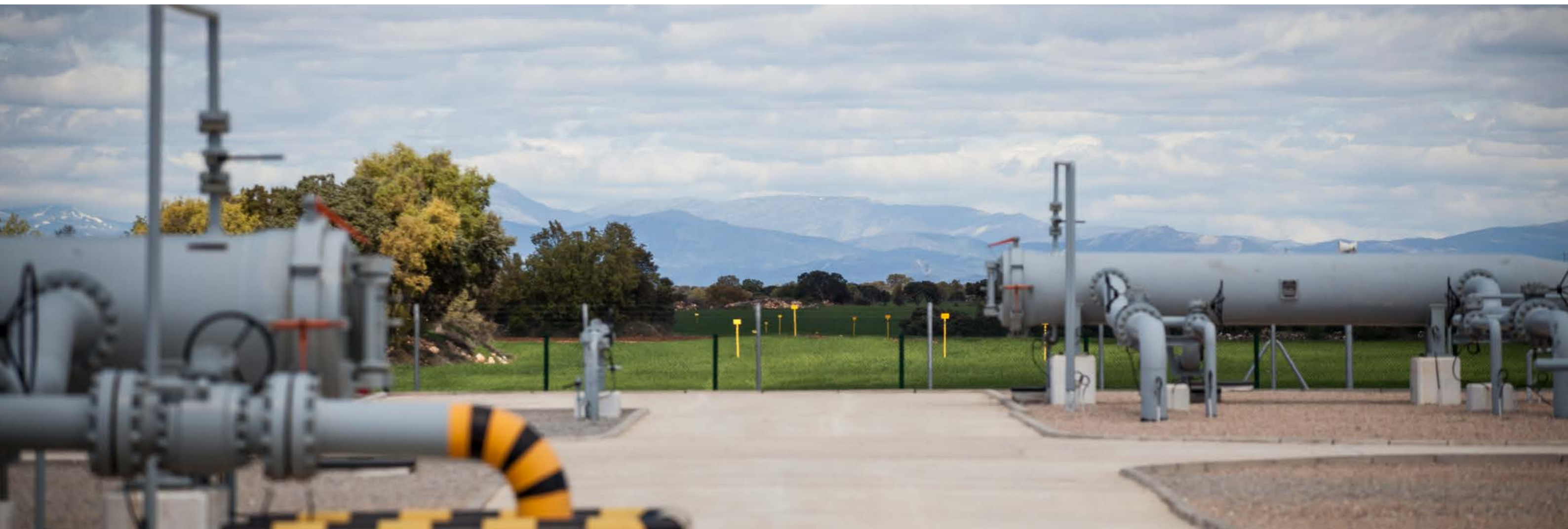
Notas de Operación

A lo largo de 2016 se publicaron cuatro Notas de Operación que correspondieron a:

- Declaración de SOE-0 por desvío de buque metanero.
- Declaración de la reducción del periodo de aplicación del plan de actuación invernal.
- Declaración de interrupción no programada en las entradas de gas por la Conexión Internacional de Almería.
- Declaración de indisponibilidad de la Planta de Mugarodos por trabajos de mantenimiento imprevistos.

4

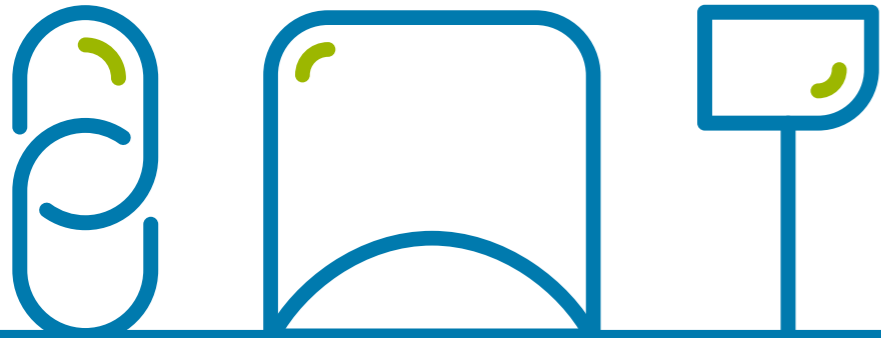
Notas de Operación
se publicaron a lo largo de 2016



Calidad media de los gases de emisión en 2016

	Barcelona	Huelva	Cartagena	Murgados	Sagunto	Bilbao	Yacimiento Poseidón	Yacimiento Viura	Valdemingómez	Conexión Portugal	Conexión Francia	Gasoducto Magreb	Medgaz
Producción GWh	34.196	36.886	9.147	11.647	33.132	17.121	50	549	75	8	30.992	97.920	75.617
Fraciones molares %													
Nitrógeno (N ₂)	0,380	0,196	0,276	0,150	0,358	0,144	0,682	1,572	0,580	0,324	0,997	1,229	1,170
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,038	0,095	1,569	0,237	0,876	1,291	1,551
Calidad del gas													
P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	42,808	43,344	42,080	43,020	43,171	42,113	39,676	42,109	39,218	42,901	41,944	41,796	42,005
P.C.S. [kWh/m ³ (n)]	11,891	12,040	11,689	11,950	11,992	11,698	11,021	11,697	10,894	11,917	11,651	11,610	11,668
Densidad relativa	0,607	0,6124	0,5927	0,6065	0,6112	0,5917	0,5586	0,6085	0,5772	0,6104	0,6122	0,6190	0,6259

08 | Desarrollo legislativo



El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2016 afianzando y desarrollando las funciones encomendadas en la Ley del Sector de Hidrocarburos.

Ejerció estas funciones garantizando la continuidad y seguridad de suministro, así como la correcta coordinación entre los puntos de acceso, almacenamiento, transporte y distribución. Para ello, adaptó sus procesos a las novedades legislativas publicadas a lo largo del año.

Legislación Nacional

Las principales novedades legislativas en el año 2016 en el ámbito nacional fueron:

Legislación básica

Aunque no se ha publicado legislación básica en 2016, destacan, por su importante impacto en el sector, varias regulaciones desarrolladas para implementar la Ley 8/2015, la Circular 2/2015 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Real Decreto 984/2015.

- Resolución de 2 de marzo de 2016, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de usuarios con cartera de balance en el Punto Virtual de Balance y el Contrato Marco.
- Resolución de 12 de mayo de 2016, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de los desbalances diarios de los usuarios y acciones de balance de compraventa de productos normalizados del Gestor Técnico del Sistema.
- Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del Sistema Gasista.
 - Se establece constitución de garantías para:
 - Contratación de capacidad de infraestructuras con acceso de terceros.
 - Liquidación de desbalances en el Punto Virtual de Balance (PVB).
 - Liquidación de desbalances en plantas de regasificación.
 - Participación en el Mercado Organizado de Gas.
 - El GTS realiza el cálculo de las garantías en base a:
 - Contratación, en los términos fijo y variable del peaje o canon, o en el precio resultante de la subasta (si procede).

- Desbalances PVB, en la operación del usuario en el PVB (entradas, salidas, cesiones y adquisiciones).
- La actualización del cálculo anterior se realizará bimensualmente para los desbalances PVB y será comunicado por el GTS tanto a cada usuario como al Gestor de Garantías.
- Las garantías de desbalances de GNL están pendientes de desarrollo posterior de resolución.
- Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el Contrato Marco de acceso a las instalaciones del Sistema Gasista español.
 - Quedan excluidos del presente Contrato Marco la contratación de los servicios de acceso en el Punto Virtual de Balance hacia o desde una conexión por gasoducto con Europa.
 - El contrato entra en vigor al día siguiente de la firma del documento de adhesión al Contrato Marco de acceso a las instalaciones.
 - El documento de adhesión se firma entre el sujeto del Sistema Gasista y Enagás GTS, SAU.
 - El contrato y sus adendas recogen un compromiso firme y plenamente vinculante para las partes.
 - La plataforma de contratación genera una adenda diferenciada para cada servicio y producto contratado, con un único código identificativo de la misma, en la que se indica:
 - Instalación contratada.
 - Tipo de producto.
 - Parámetros que definan la cantidad contratada.
 - Fecha de inicio.
 - Duración del servicio contratado.

Resoluciones generales

- Resolución de 25 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la valoración de los saldos de mermas de las plantas de regasificación durante el año 2013.
- Resolución de 25 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la valoración de los saldos de mermas de las plantas de regasificación durante el año 2014.
- Orden IET/359/2016, de 17 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2016.
- Resolución de 9 de junio de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006 y se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista.
- Circular 2/2016, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia, sobre petición de información de reclamaciones de consumidores de energía eléctrica y gas natural a las comercializadoras y distribuidoras.

Desarrollo NGTS y protocolos de detalle

- Resolución de 15 de febrero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el programa de actuación bienal del Grupo de Trabajo para la actualización, revisión y modificación de las NGTS para el periodo 2016-2017.
- Resolución de 4 de mayo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican los protocolos de detalle PD-06 "Regla operativa de las actividades de descarga de buques metaneros" y PD-02 "Procedimiento de reparto en puntos de conexión transporte-distribución (PCTD) y en puntos de conexión distribución-distribución (PCDD)".
- Resolución de 23 de septiembre de 2016, 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".
- Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrigen errores en la de 2 de agosto de 2016 y se aprueban las normas de gestión de garantías del Sistema Gasista.
- Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Protocolo de Detalle PD-18.
- Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 "Programaciones" y NGTS-04 "Nominaciones", los protocolos de detalle PD-07 y PD-13 y se derogan los protocolos de detalle PD-08 y PD-15.
- Corrección de errores de la Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 "Programaciones" y NGTS-04 "Nominaciones", los protocolos de detalle PD-07 y PD-13, y se derogan los protocolos de detalle PD-08 y PD-15.
- Resolución de 27 de octubre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la valoración de los saldos de mermas de plantas de regasificación del año 2015.

Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 29 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2016 y el 31 de marzo de 2017.
- Resolución de 16 de marzo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Mercados - Subastas de gas y capacidad

- Resolución de 29 de febrero de 2016, 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 2016 y el 31 de marzo de 2017.
- Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el Mercado Organizado de Gas.

Tarifas y peajes

- Resolución de 21 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 23 de diciembre de 2015 y se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden IET/274/2016, de 29 de febrero, por la que se corrigen errores en la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para 2016.
- Sentencia de 11 de febrero de 2016, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, que anula el apartado 2, último párrafo, del artículo 1, y los apartados 2.b), 2.c) y 3.c) del anexo II de la Orden IET/2445/2014, de 19 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, en lo que respecta a la retribución de la demandante Planta de Regasificación de Sagunto, SA.
- Resolución de 29 de marzo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución 26 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Circular 3/2016, de 16 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 1/2015, de 22 de julio, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de eléctrico.
- Orden ETU/1977/2016, de 23 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 para 2017.
- Resolución de 29 de diciembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.

Instalaciones

- Resolución de 22 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza la transmisión de la titularidad de las autorizaciones e instalaciones de transporte de gas natural perteneciente a Gas Natural Distribución SDG, SA, a favor de Gas Navarra, SA. BOE nº 24 de 28 de enero de 2016.
- Resolución de 22 de enero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza la transmisión de la titularidad de las autorizaciones e instalaciones de transporte de gas natural pertenecientes a Gas Natural Distribución SDG, SA, a favor de Gas Natural Infraestructuras Distribución Gas, SA.
- Resolución de 10 de marzo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Gas Natural Almacenamientos Andalucía, SA, autorización administrativa y reconocimiento de utilidad pública para la ejecución del proyecto "Marismas Occidental" asociado al almacenamiento subterráneo de gas natural denominado "Marismas".
- Resolución de la Consejería de Territorio, Energía y Movilidad de 14 de abril de 2016 de la Comunidad Autónoma de Islas Baleares, por la que se otorga a Redexis Gas, SA autorización de ejecución y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública, del proyecto de antena para el suministro a la red de distribución de gas natural en el núcleo urbano de Felanitx.

- Resolución de 27 de mayo de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 27 de mayo de 2016, en el que se declaran excluidos del trámite de evaluación de impacto ambiental los proyectos de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Mugarodos.
- Resolución de 7 de julio de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Reganosa, autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado de Mugarodos (A Coruña).
- Resolución de 15 de julio de 2016, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formula declaración de impacto ambiental del proyecto modificado nº 1 al proyecto de la planta de regasificación de gas natural licuado en Tenerife.
- Resolución de 14 de julio de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se proroga y se modifica la autorización del proyecto de gasoducto de conexión y sus instalaciones auxiliares denominado Vico (Zona Aznalcázar).
- Resolución de 22 de julio de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se proroga la duración del ensayo de producción de larga duración del yacimiento de gas Viura (La Rioja), autorizado por Resolución de 6 de mayo de 2014.

Legislación Europea en 2016

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

Contexto europeo

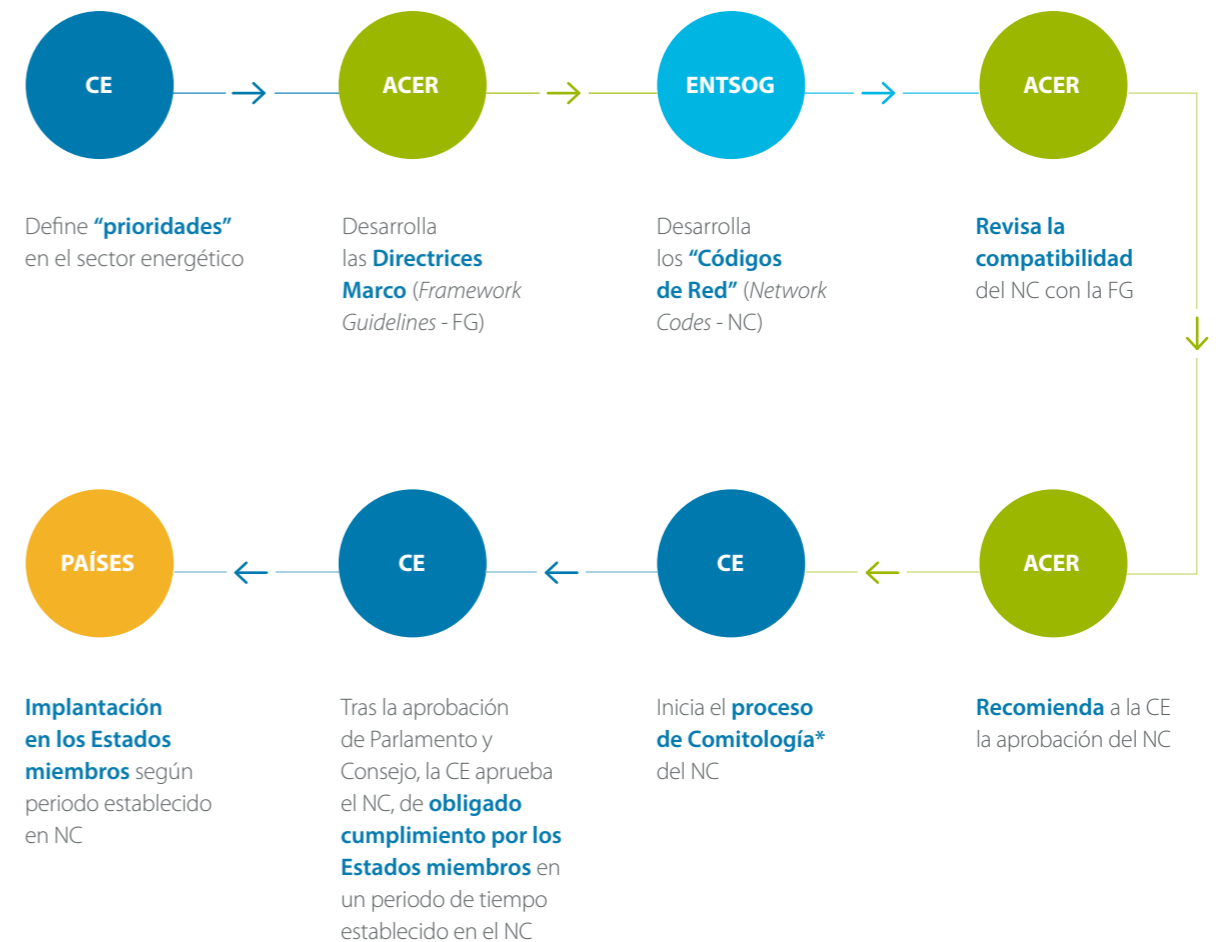
Los principales hitos para la creación de un mercado interior europeo de gas natural y electricidad fueron definidos el 13 de julio de 2009 con la publicación del Reglamento Europeo 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural (incluido dentro del denominado Tercer Paquete Energético de la Unión Europea).

- En este reglamento se fijan las bases sobre el desarrollo de diferentes códigos de red europeos en doce áreas distintas y se definen plazos y procedimientos formales. Áreas afectadas: capacidades, mecanismos de gestión de la congestión, peajes, balance, interoperabilidad, 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 la Unión Europea (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 (*Transmission System Operator*), 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 la lista anual de prioridades marcada por la Comisión Europea (CE) 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 Unión.

Principales desarrollos legislativos

A continuación se incluye una breve descripción de los principales desarrollos definidos por la regulación energética europea y su actividad en 2016.

Unión Energética en la Unión Europea

El 25 de febrero de 2015 la Comisión Europea publicó la "Comunicación sobre el Marco Estratégico de la Unión Energética Europea" dentro del programa de medidas iniciado por el nuevo presidente de la Comisión Europea, Jean-Claude Juncker.

El objetivo es establecer una estrategia común que permita garantizar una energía fiable, accesible y amigable con el clima, basada en cinco áreas de trabajo:

- **Seguridad de suministro:** Diversificar las fuentes de energía en Europa, haciendo mejor y más eficiente el uso de la energía producida dentro de la UE.
- **Completar un mercado interior de la energía competitivo:** Utilizar las interconexiones que permitan que la energía se mueva libremente por la UE sin ningún tipo de barrera técnica o regulatoria. Sólo así se podrán ofrecer los mejores precios de la energía para el consumidor final.
- **Eficiencia energética:** Consumir menos energía para poder reducir las emisiones y preservar las fuentes de energía autóctonas de la UE. Con ello se reducirá la necesidad de importación de energía en la UE.
- **Reducción de emisiones:** Renovar el Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (ETS), presionando por un acuerdo global para el cambio climático y el fomento de la inversión privada en nuevas infraestructuras y tecnología.
- **Promoción de la investigación y la innovación:** Apoyar los avances en tecnología de baja emisión de carbono mediante la investigación y ayuda a la financiación de proyectos en asociación con el sector privado.

Como parte de la política de Unión Energética europea, la Comisión publicó en febrero de 2016 el "Energy Security Package". Este paquete establece una serie de medidas sobre seguridad energética que tienen como objetivo reforzar la capacidad de resistencia de la UE frente a interrupciones de abastecimiento de gas. Contempla moderar la demanda de energía, aumentar la producción de energía en Europa (incluso a partir de fuentes renovables), seguir desarrollando un mercado interior de la energía efectivo y plenamente integrado y diversificar las fuentes de energía, proveedores y rutas.

Las propuestas aportan una mayor transparencia al mercado europeo de la energía y refuerzan la solidaridad entre los Estados miembros. Además, están en línea con el acuerdo sobre cambio climático acordado a nivel internacional el 12 de diciembre de 2015 en París.

El paquete se divide en cuatro partes:

- Revisión del Reglamento de Seguridad de Suministro de Gas (*Regulation on Security of Gas Supply*). Puntos más destacados:
 - Cambio de enfoque, de nacional a regional. Se definen regiones para las que se elaborarán cada cuatro años planes de acción preventivos y de emergencia y evaluaciones de riesgo. Asimismo, se harán simulaciones europeas con estándares comunes y un escenario específico. Los planes deben realizarse bajo unas plantillas comunes.
 - Se refuerza la cooperación con países de la comunidad europea.
 - Se implementa el principio de solidaridad. Como mecanismo de último recurso, los Estados miembros vecinos ayudarán a suministrar gas a clientes domésticos y servicios sociales esenciales, en caso de crisis severa.

- Mayor supervisión de las autoridades reguladoras y de la Comisión Europea. Se establecen medidas de transparencia para contratos relevantes en materia de seguridad de suministro, que tendrán que ser notificados por las compañías de manera automática a la Comisión y a los Estados miembros cuando sean concluidos o modificados.

- Comunicación de la Estrategia para el gas natural licuado y el almacenamiento de gas natural (*Strategy for liquefied natural gas and gas storage*).

El objetivo principal de la Comisión con la comunicación de la estrategia europea para gas natural licuado y almacenamientos subterráneos es explotar el potencial del GNL y favorecer el uso óptimo de los almacenamientos. Esto contribuirá a la diversidad y flexibilidad del sistema gasista europeo e impulsará la Unión Energética, basada en un suministro de gas más seguro, resiliente y competitivo.

Las terminales de GNL no están repartidas equitativamente a lo largo del territorio europeo, por lo que para aprovechar su máximo potencial y su optimización la UE debe:

- Acelerar la construcción de las infraestructuras necesarias para completar el mercado interior, a fin de que todos los Estados miembros puedan tener acceso al GNL, bien mediante la construcción de una nueva planta de regasificación, o bien mejorando las interconexiones que faciliten el acceso a las plantas existentes. Esta decisión está pendiente de un análisis coste-beneficio y urge, principalmente, a los países del este.
- Completar el mercado interior de la energía desde el punto de vista regulatorio y comercial, de manera que aporte señales de precio correctas, tanto para atraer el gas allí donde sea necesario, como para que puedan acometerse las infraestructuras necesarias.
- Aumentar los esfuerzos de cooperación con socios internacionales para promocionar mercados de GNL libres, líquidos y transparentes, manteniendo diálogos periódicos con las comercializadoras y los suministradores tanto actuales como futuros con el objetivo último de eliminar las barreras existentes a nivel mundial del comercio de GNL.

Las infraestructuras de almacenamiento han ido creciendo en los últimos diez años en algunas zonas y reduciendo los *spreads* entre verano e invierno. El mercado de almacenamientos subterráneos difiere mucho entre Estados miembros, pero en términos generales una mayor interconectividad y cooperación regional daría lugar a un uso más eficiente.

- Propuesta de decisión sobre Acuerdos Intergubernamentales (*Intergovernmental Agreements, IGAs*).

La nueva decisión sobre IGA cubre todos los acuerdos entre uno o más Estados miembros y entre uno o más países no pertenecientes a la UE que tienen un impacto en la seguridad del suministro de energía de la Unión y en el funcionamiento del mercado interno de la energía.

Incluye, además, acuerdos intergubernamentales y compromisos legalmente no vinculantes, como declaraciones políticas conjuntas o MoU (*Memorandum of Understanding*) con interpretaciones de la ley europea que establezcan condiciones para el suministro de energía (por ejemplo, precios) o para el desarrollo de infraestructuras energéticas.

Los IGAs sobre energía nuclear se excluyen de esta decisión (están recogidas en el Tratado Euratom).

- Comunicación de la Estrategia para la calefacción y la refrigeración (*Strategy for heating and cooling*).

La calefacción y la refrigeración de los edificios y la industria consumen el 50% de la energía de la UE. En un sector más inteligente, eficiente y sostenible, las importaciones de energía y la dependencia energética disminuirían, los costes serían más bajos y las emisiones se reducirían. La estrategia de calefacción y refrigeración propuesta se centra en la eliminación de los obstáculos a la descarbonización en los edificios y la industria.

Clean Energy Package

El 30 de noviembre de 2016, a iniciativa de la Unión de la Energía, la Comisión Europea publicó el Paquete de Invierno 2016, también llamado Paquete de Energía Limpia (*Clean Energy Package*), con más de una decena de propuestas de regulación, y otros documentos, que establecen nuevas reglas para el mercado de la electricidad de la UE, la eficiencia energética, el rendimiento energético de edificios y para las fuentes de energía renovable.

Este paquete supone la mayor batería de medidas jamás lanzada por la Comisión Europea en el sector energético y se centra en dos ámbitos:

- Aceleración de la descarbonización de la economía, a través de la adaptación del mercado eléctrico a las fuentes renovables, más descentralizadas e intermitentes, y con un mayor protagonismo de los consumidores.
- Evolución de una aproximación nacional a una regional o europea, proponiendo centros regionales de operación, prestando más atención a la capacidad transfronteriza, armonizando los criterios de los mecanismos de capacidad y reforzando la coordinación regulatoria.

Cabe destacar que este paquete incluye el establecimiento de un objetivo vinculante del 30% en eficiencia energética para el conjunto de los Estados miembros.

Las medidas propuestas por la Comisión Europea seguirán su curso legislativo a lo largo de 2017.

Códigos de Red

Procedimientos de gestión de la congestión (CMP NC)

Alcance descriptivo: Establecer procedimientos 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*), de obligado cumplimiento desde julio de 2016.

Actividad en 2016: Durante 2016 se ha seguido trabajando 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 sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad (NC CAM)

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 (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.

Se fijó noviembre de 2015 como fecha máxima de implementación del código CAM. Sin embargo, la Región Sur de Europa, dentro de las iniciativas regionales del sur (SGRI), en las que está incluida España, decidió adelantar su implantación a marzo de 2014.

Capacidad Incremental (INC)

Alcance descriptivo: El Código de Red sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad (NC CAM) no define la identificación, asignación de la capacidad incremental y nueva capacidad por encima de la capacidad técnica en una conexión internacional (CI). Los trabajos relativos a capacidad incremental consisten en proponer un enfoque armonizado y basado en el mercado común en toda Europa para asignar tanto la capacidad existente como la capacidad incremental/nueva de una conexión internacional de una manera integrada.

Contexto regulatorio: El 2 de diciembre de 2013, ACER envió a ENTSOG una guía de propuestas de enmiendas al Código de Red de Mecanismos de Asignación de Capacidad (NC CAM) en relación a la capacidad nueva o incremental, considerando su interacción con el código de armonización de tarifas. Esta guía describe cuándo y cómo la capacidad nueva o incremental debe ser ofrecida y asignada a los usuarios de red, así como los requerimientos de información y coordinación entre TSOs y autoridades reguladoras nacionales (NRAs).

En base a esta guía, ENTSOG publicó su propuesta de enmienda al Código de Red de CAM a ACER el 26 de diciembre de 2014.

Tras la realización de dos consultas públicas, el 14 de octubre de 2015 ACER envió para aprobación su recomendación a la enmienda de Capacidad Incremental del NC CAM a la Comisión Europea.

Actividad en 2016: La enmienda de Capacidad Incremental del NC CAM fue aprobada por el *Gas Committee* el 13 de octubre de 2016.

Código de Red de Balance de Gas en el Sistema de Transporte (BAL NC)

Alcance descriptivo: Facilitar el comercio transfronterizo de gas desarrollando sistemas de balances no discriminatorios y transparentes a través de las siguientes medidas:

- Sistemas de balance basados en mecanismos de mercado.
- Clara definición de las responsabilidades de balance entre los TSOs y los usuarios de la red.
- Armonización en el proceso de (re-)nominaciones (tiempos y procesos de comunicación).
- Nuevas reglas de cargos por desbalances, obligaciones intradiarias.
- Provisión, precisa y en tiempo, de información necesaria para balances.

Contexto regulatorio: El proceso de Comitología se desarrolló a lo largo de 2013, finalizando con la emisión del voto positivo en el *Gas Committee* el 2 de octubre de 2013.

El 27 de marzo de 2014 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) Nº 312/2014 de la Comisión de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un Código de Red de Balance de Gas en Sistemas de Transporte.

ACER y ENTSOG han monitorizado la correcta implementación de este código de red. Conjuntamente, ambos organismos han publicado dos informes de seguimiento de la implementación temprana del código.

Actividad en 2016: Diez países europeos implementaron el Código de Red de Balance en octubre de 2015 y otros cinco países europeos, entre ellos España, hicieron lo mismo en octubre de 2016. La CNMC autorizó un periodo transitorio de dos años para la implementación del código desde el 1 de octubre de 2014.

El 7 de noviembre de 2016, ACER publicó el primer informe sobre la implementación del Código de Balance en los distintos países europeos.

Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos (INT NC)

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 acuerdos de interconexión, unidades, calidad de gas, odorización, intercambio de datos, etc.

Contexto regulatorio: El 4 de noviembre de 2014, el *Gas Committee* votó a favor del Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos.

Publicado en el DOUE el Reglamento (UE) nº 703/2015 de la Comisión de 30 de abril de 2015, por el que se establece un Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos.

Actividad en 2016: El 19 de septiembre de 2016, ENTSOG publicó un estudio de seguimiento de la implementación del Código de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos en los distintos países europeos.

A petición de la CE, ENTSOG ha desarrollado un estudio del proceso de enmienda del Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos. Este proceso ha sido constituido por dos consultas públicas desarrolladas en mayo y septiembre de 2016, así como un estudio del análisis de impacto de la norma UNE-EN 1676:2016 en el Código de Red. La primera consulta resultó no concluyente, mientras que la segunda consulta demostró ser desfavorable.

El 23 de noviembre de 2016, ENTSOG publicó el estudio del impacto de la norma UNE-EN 1676:2016 de calidad de gas en el Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos. Posteriormente, el 21 de diciembre de 2016, ENTSOG comunicó la cancelación de la enmienda del Código de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos.

El 15 de septiembre de 2016, Enagás y TIGF sometieron a consulta pública los apartados del Acuerdo de Interconexión para VIP Pirineos que conciernen a los usuarios de red, según lo establecido en el Código de Red de Interoperabilidad.

Código de Red sobre Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas (TAR NC)

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.

Contexto regulatorio: ACER publicó su opinión a la propuesta de código el 26 de marzo de 2015, incluyendo comentarios y modificaciones a ENTSOG.

El 31 de julio de 2015 ENTSOG reenvió formalmente el borrador final corregido del Código de Red a ACER.

Actividad en 2016: En 2016 se inició el proceso de Comitología por parte de Comisión Europea previo a la aprobación del Código de Red.

El 30 de septiembre de 2016 se aprobó en Comitología el Código de Red de Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas.

Desarrollo de Infraestructuras

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Contexto regulatorio/Alcance descriptivo: Según el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSOG 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 2016: El 20 de diciembre de 2016 ENTSOG publicó la edición 2017 de "*Ten Year Network Development Plan*". Adicionalmente, ENTSOG invitó a todos los *stakeholders* a dar su opinión del citado documento, mediante un periodo de consulta de seis semanas.

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 señala 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 2016: Durante 2016 se trabajó en el desarrollo del próximo documento, que se publicará en 2017. El grupo de trabajo formado por todos los TSOs de la Región Sur es coordinado por TIGF.

Summer/Winter Outlook Supply

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

Actividad en 2016: El 20 de abril de 2016, ENTSOG publicó el documento "*Summer Supply Outlook 2016*" y el "*Summer Review 2015*".

Concluye que el sistema gasista europeo es lo suficientemente robusto en la mayor parte de Europa como para permitir, como mínimo, un 90% del nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos de cara al próximo invierno, así como cierta flexibilidad en la estrategia de suministro de los usuarios de las redes gasistas.

El 14 de octubre de 2016, ENTSOG publicó el documento "*Winter Supply Outlook 2016/17*" y el "*Winter Review 2015/2016*".

Según el documento, las infraestructuras gasistas europeas ofrecen suficiente flexibilidad a lo largo del periodo y tienen capacidad para suministrar volúmenes significativos de gas a Ucrania ante un eventual problema en el suministro de gas ruso. Sin embargo, en el hipotético caso de un fallo en el tránsito de gas a través de Ucrania, bajo una situación de alta demanda, el Sudeste de Europa necesitaría reforzar su seguridad de suministro, ya que podría verse afectado.

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 (UE) 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.

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.

En paralelo, y de acuerdo con el Reglamento (UE) nº 347/2013, ENTSOG tenía encomendado el desarrollo de una metodología de Análisis Coste-Beneficio (CBA) para la selección de proyectos PCI en futuras ediciones. El 18 de agosto de 2014, ENTSOG publicó la versión final para aprobación/comentarios por la Comisión Europea de la "Metodología de Análisis Coste-Beneficio (CBA) para proyectos de interés común (PCI)".

El 4 de febrero de 2015, la Comisión Europea aprobó las metodologías de Análisis Coste-Beneficio (CBA) adaptadas de ENTSOG y ENTSOE para aplicación en los TYNDP (*Ten Year Network Development Plan*) y en la selección de proyectos PCIs (Proyectos de Interés Común) de acuerdo con el reglamento (UE) nº 347/2013.

El 27 de enero de 2016 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea del Reglamento Delegado (UE) 2016/89 de la Comisión, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común, incluyendo la segunda lista de proyectos PCI.

Actividad en 2016: Durante 2016 se desarrolló el tercer proceso PCI, iniciando la actividad el 4 de febrero de 2016. Los grupos regionales han trabajado en la definición de la lista de necesidades de cada región.

Estos grupos de trabajo regionales tuvieron representación de los Estados miembros, de las Asociaciones Europeas de Gestores de Redes de Transporte de Gas y Electricidad (ENTSO-E y ENTSO-G), de gestores de redes de transporte nacionales (TSOs) y de promotores de proyectos, autoridades nacionales de regulación (NRAs) y de la Agencia de Cooperación de los Reguladores Europeos de la Energía (ACER), en calidad de miembros.

El 21 de diciembre de 2016 la CE abrió el plazo para la admisión de proyectos PCI para la tercera lista. El plazo finalizó el 22 de enero de 2017.

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.

El 28 de mayo de 2014 tuvo lugar una Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo y al Consejo sobre una "Estrategia Europea de la Seguridad Energética" donde se abrió la puerta a una posible revisión del Reglamento UE 994/2010 durante 2015.

El 16 de enero de 2015, la Comisión Europea lanzó una consulta pública sobre la revisión del Reglamento UE 994/2010 sobre seguridad de suministro. La consulta tuvo como objetivo identificar las áreas en las que el Reglamento podía ser mejorado así como las opciones que existen y el impacto que éstas tendrían. En base a las respuestas, la Comisión Europea consideró necesario enmendar el Reglamento.

Actividad en 2016: El 14 de octubre de 2016 el Parlamento Europeo votó a favor de las enmiendas sobre el Reglamento de Seguridad de Suministro 994/2010.

El 8 de diciembre de 2016, el Consejo de la Unión Europea publicó la propuesta de compromiso revisada de la presidencia sobre el borrador del Reglamento de Seguridad de Suministro.

09 | Mercados de capacidad y gas



La Plataforma de Contratación de Capacidad, en funcionamiento desde el 1 de octubre, simplifica y agiliza la contratación a los usuarios. Por otra parte, la primera acción de balance tuvo lugar el día 6 de octubre con la compra de 3,6 GWh.

Mercados de capacidad

El 31 de octubre de 2015 se publicó en el BOE el Real Decreto 984/2015 por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del Sistema Gasista. En su título I se realiza una modificación profunda del régimen de contratación de capacidad respecto a lo establecido en el Real Decreto 949/2001.

Derivado de la disposición adicional segunda del Real Decreto 984/2015, se desarrolló, mediante la Resolución de 2 de agosto de 2016 de la Secretaría de Estado de Energía, un Contrato Marco de acceso a las instalaciones del Sistema Gasista donde se estipulan las cláusulas que regulan la relación entre los firmantes (productos a contratar, condiciones generales de prestación de los servicios, medición, garantías, mercado secundario de capacidad, facturación y pago, gestión de la suspensión de los servicios de capacidad y sus consecuencias, así como la extinción del Contrato Marco).

Desde el 1 de octubre de 2016 la Plataforma de Contratación de Capacidad centraliza la contratación de los servicios de Acceso de Terceros a la Red (ATR), a excepción de las conexiones internacionales con Europa, como establece la legislación.

Más de cien usuarios se han incorporado desde entonces, mediante la firma del documento de adhesión, al Contrato Marco de acceso a las instalaciones del Sistema Gasista español, primer paso para establecer un mercado de capacidad de acceso.

Asignación de capacidad de acceso al Sistema Gasista

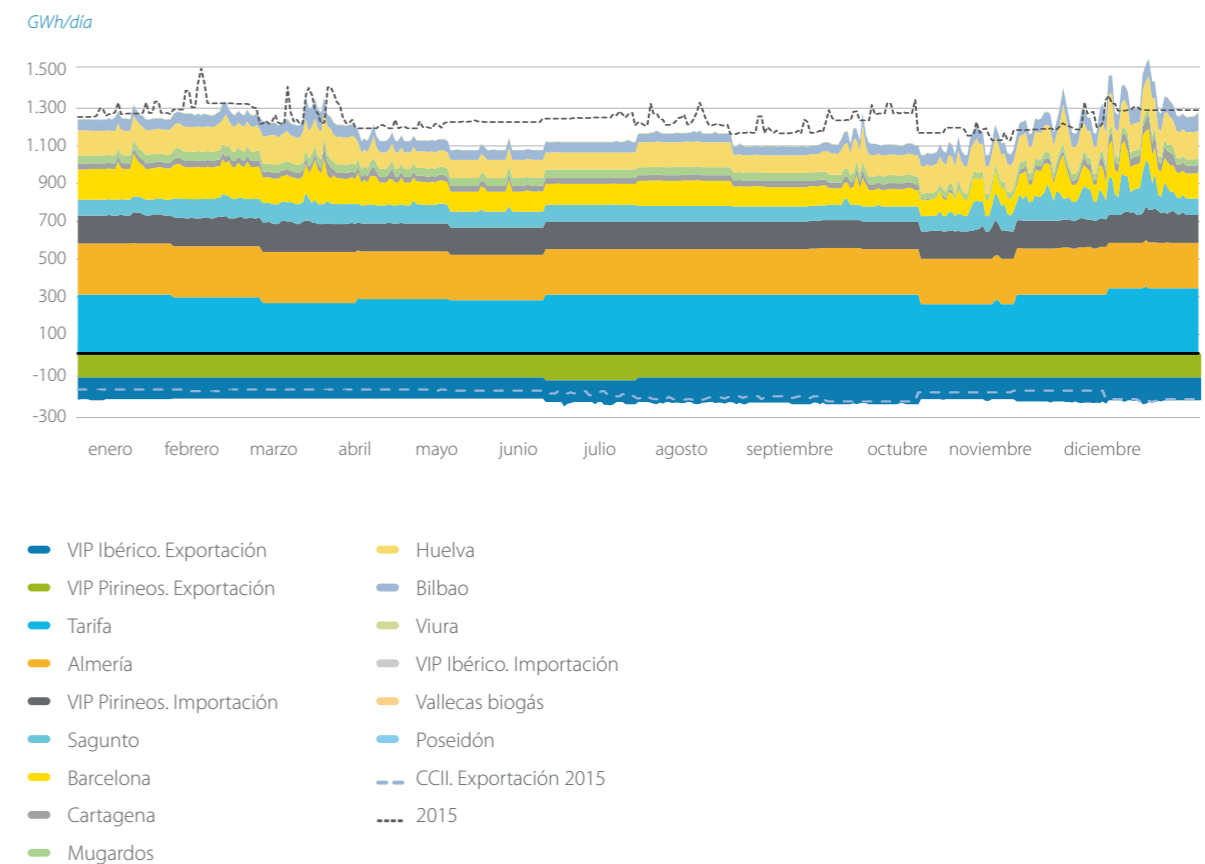
Según establece el Real Decreto 984/2015 en su disposición transitoria segunda, "hasta la entrada en vigor de los procedimientos de asignación de capacidad previstos en el título I, las solicitudes de acceso se resolverán por parte del operador de las instalaciones atendiendo al orden cronológico de recepción formal de las mismas [...]".

Asimismo, el proceso de asignación de la capacidad está regulado en la orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad. El criterio establecido en esta orden para realizar la asignación directa es el siguiente:

- 20 días de las ventas o consumos firmes para el mantenimiento de existencias estratégicas.
- 10 días de las ventas o consumos totales.
- 60 días del consumo realizado por los consumidores conectados a gasoductos cuya presión sea menor o igual a 4 bar.

Contratación de Acceso al Punto Virtual de Balance (APVB) desde la Red de Transporte y exportaciones por conexiones internacionales

La contratación media en 2016 del servicio de APVB fue de 1.196 GWh/día, un 5% inferior a 2015.

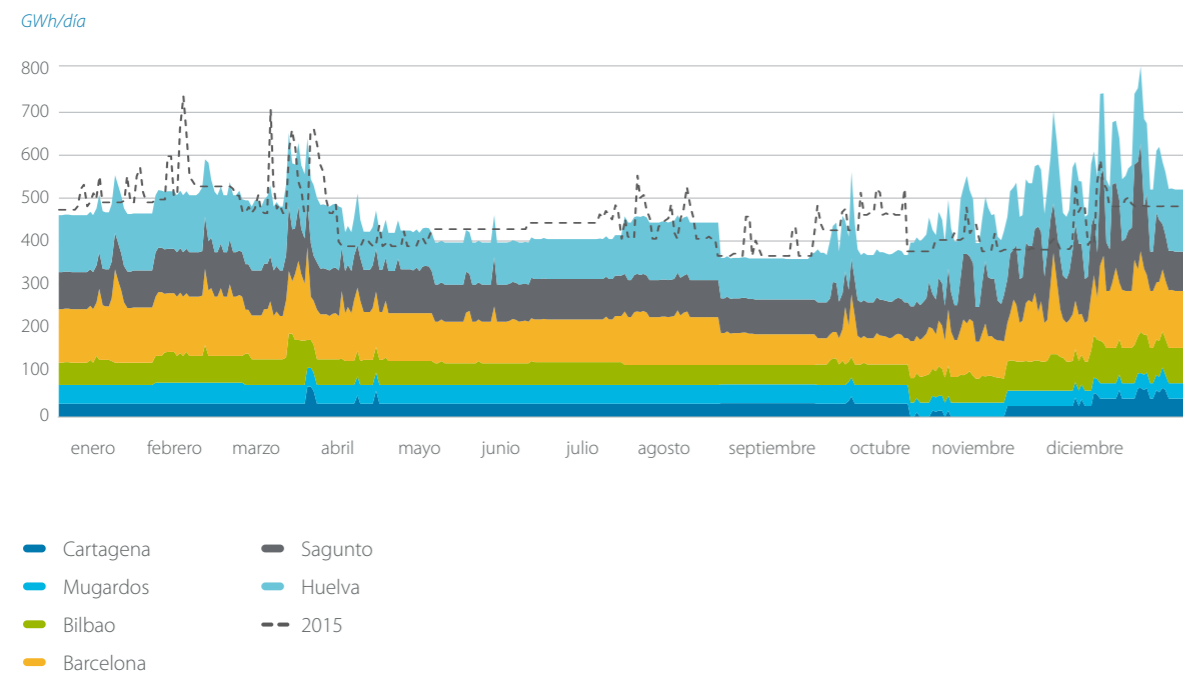


1.196 GWh/día

Contratación media de APVB en 2016

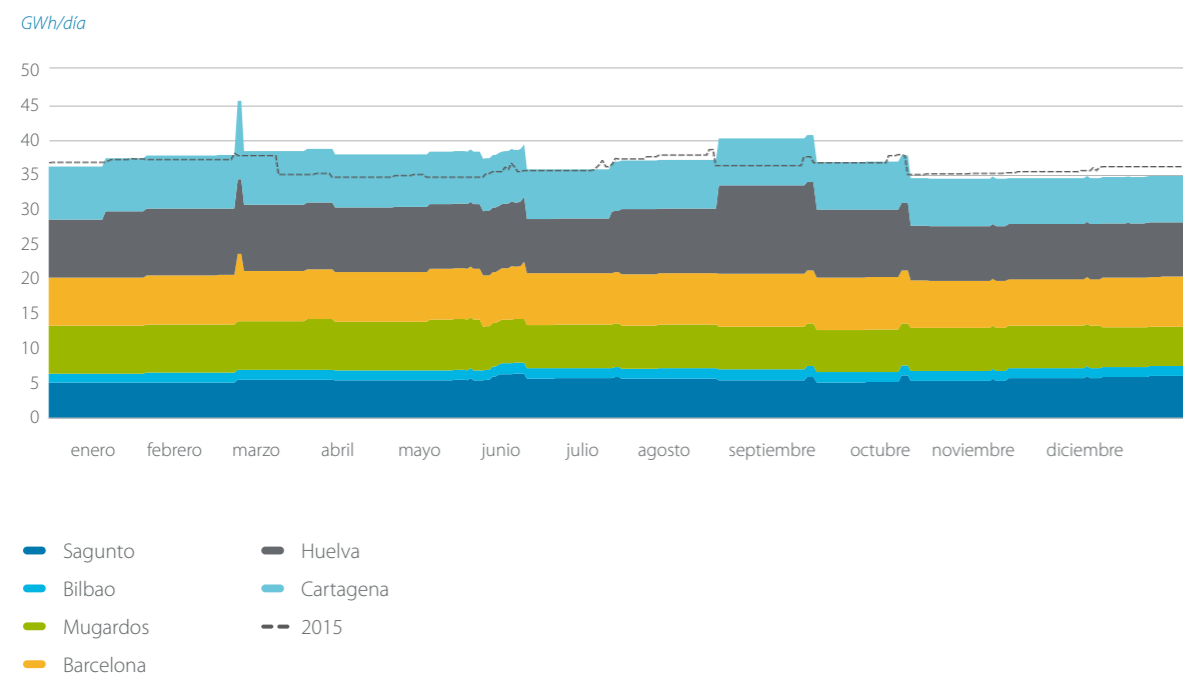
Contratación de regasificación

La contratación media en 2016 del servicio de regasificación fue de 465 GWh/día, un 2,4% superior a la del año anterior.



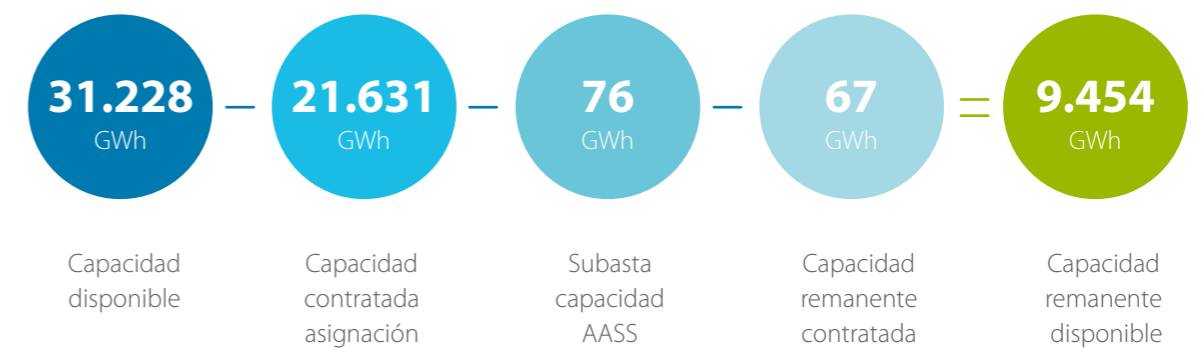
Contratación de cisternas en plantas de regasificación

La contratación media en 2016 del servicio de carga de cisternas fue de 37 GWh/día, un 2,3% superior a la de 2015.



Contratación de capacidad en almacenamientos subterráneos

De la capacidad total disponible de almacenamiento subterráneo (31.228 GWh) se contrataron en las diferentes etapas del proceso de asignación las siguientes cantidades:



Subastas de capacidad

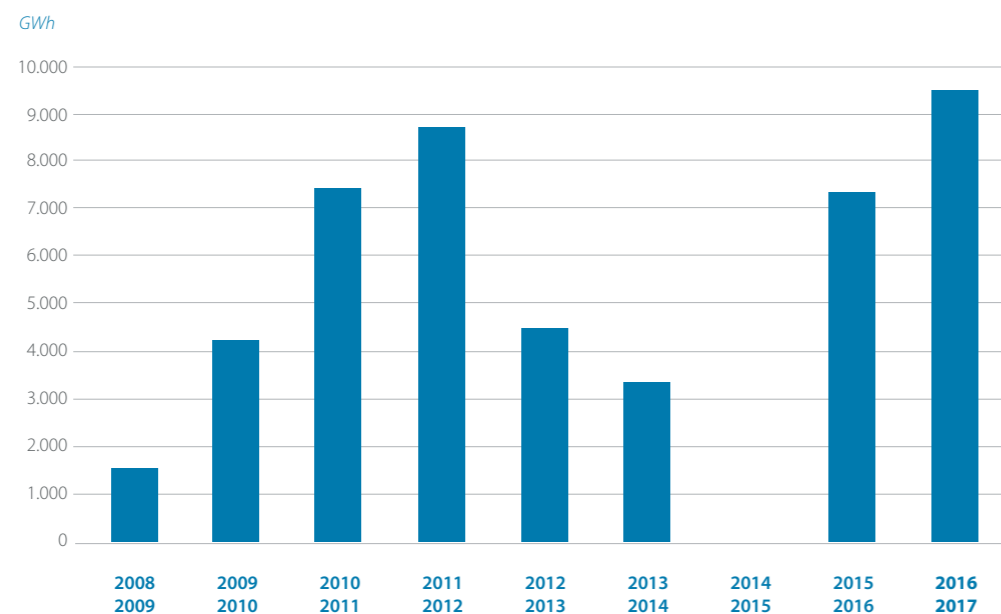
Subasta para la adquisición de capacidad en almacenamientos subterráneos

La capacidad destinada a la subasta para 2016-2017 fue de 9.597 GWh, cantidad superior a la ofertada en el periodo anterior (7.347 GWh).

La Resolución de 29 de febrero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableció determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2016 y el 31 de marzo de 2017.

Una vez concluido el proceso de asignación directa, de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 4º de la orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de la capacidad de los almacenamientos subterráneos de gas natural y se crea un mercado de capacidad, se determinó que el día 17 de marzo se celebraría la subasta. Cinco comercializadoras fueron adjudicatarias de un total de 76 GWh.

Evolución de la subasta de capacidad de AASS

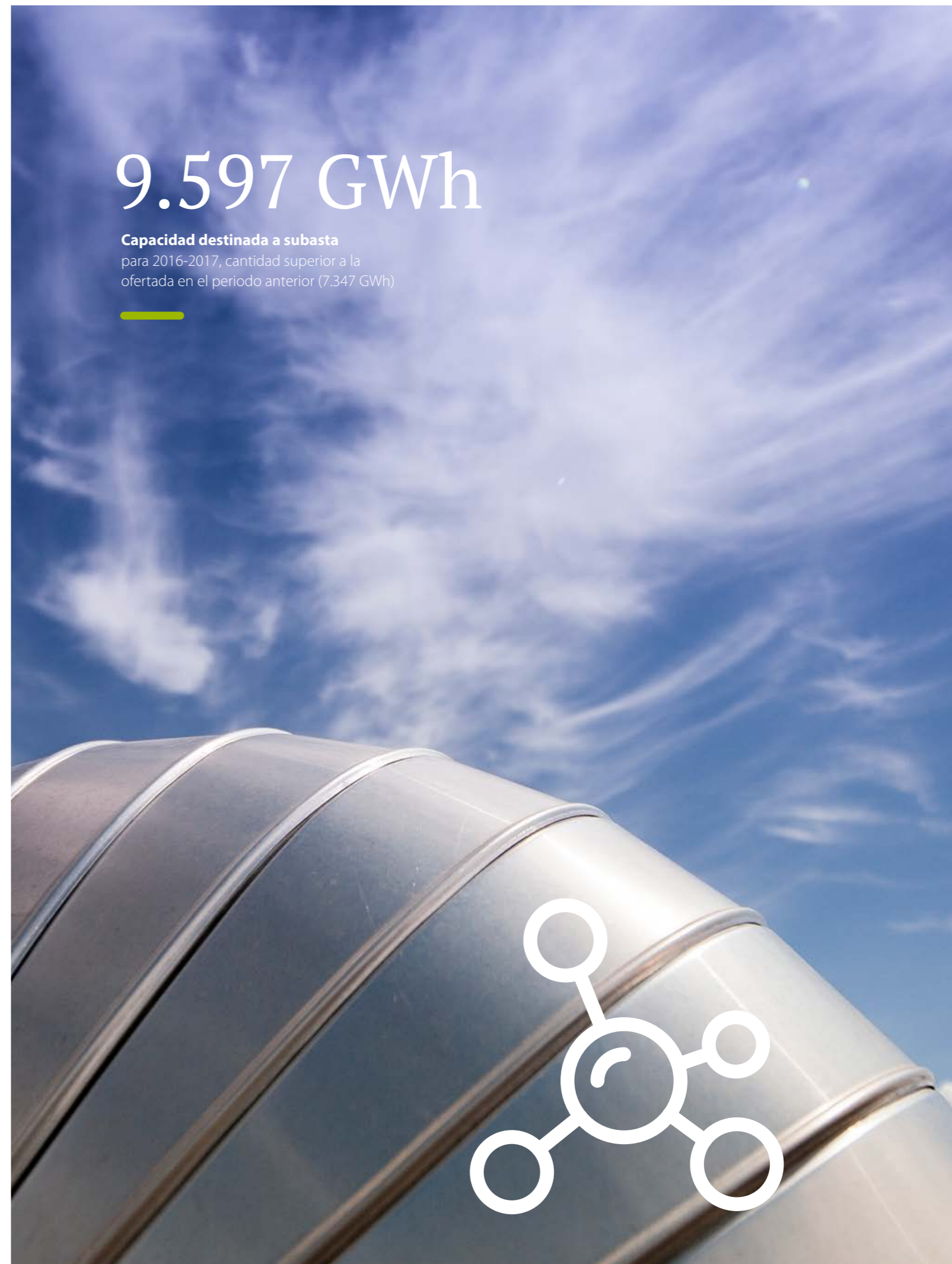


Año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad a subastar	1.518	4.257	7.397	8.874	4.448	3.297	0	7.347	9.597	

9.597 GWh

Capacidad destinada a subasta

para 2016-2017, cantidad superior a la ofertada en el periodo anterior (7.347 GWh)

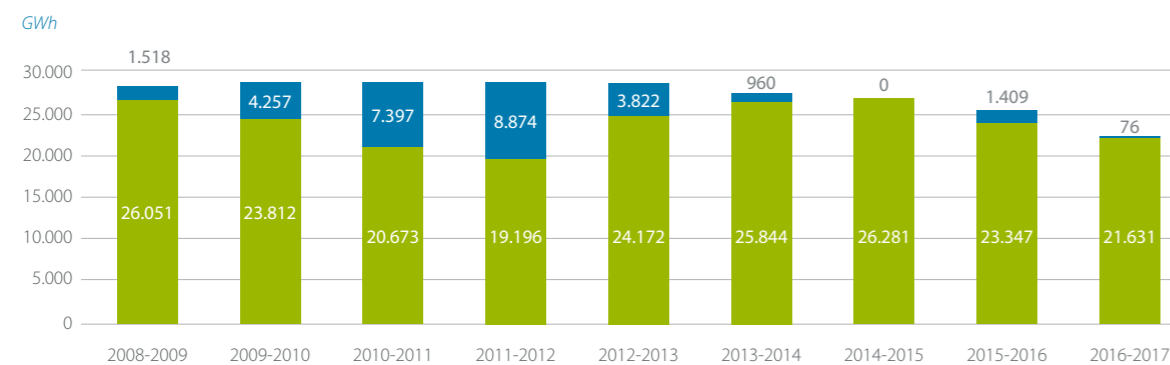




El 17 de marzo de 2016 se realizó la octava subasta de asignación de capacidad de almacenamientos subterráneos, regulada en la sección segunda del Capítulo II de la Orden ITC 3862/2007 de 28 de diciembre, para el periodo comprendido entre el 1 de abril de 2016 y el 31 de marzo de 2017. La capacidad total adjudicada fue de 76 GWh, con un precio de salida mínimo de 0 €/GWh. El 100% de lo adjudicado en esta subasta fue contratado.

Evolución de la subasta de capacidad de AASS

Características de la subasta	1ª subasta	2ª subasta	3ª subasta	4ª subasta	5ª subasta	6ª subasta	7ª subasta	8ª subasta
	abr-08 / mar-09	abr-09 / mar-10	abr-10 / mar-11	abr-11 / mar-12	abr-12 / mar-13	abr-13 / mar-14	abr-15 / mar-16	abr-16 / mar-17
Fecha de la subasta	10-abr-08	30-mar-09	25-mar-10	29-mar-11	27-mar-12	26-mar-13	24-mar-15	17-mar-16
Cantidad subastada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh	4.448 GWh	3.297 GWh	7.347 GWh	9.597 GWh
Precio de cierre	2.588 €/GWh	1.767 €/GWh	-1.000 €/GWh	-4.100 €/GWh	0 €/GWh	0 €/GWh	0 €/GWh	0 €/GWh
Número de rondas totales	24	22	1	9				
Cantidad adjudicada	1.518 GWh	4.257 GWh	7.397 GWh	8.874 GWh	3.822 GWh	960 GWh	1.409 GWh	76 GWh



■ Capacidad adjudicada en subasta
■ Capacidad asignada

Subastas para la adquisición de capacidad en las conexiones internacionales europeas

El Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, regula los principios de asignación de la capacidad y de gestión de las congestiones, los requisitos de transparencia y el intercambio de derechos de capacidad en las redes de transporte de gas natural.

El 14 de octubre de 2013 se aprobó el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, por el que se estableció un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completó el Reglamento (CE) nº 715/2009. Este reglamento normalizó el procedimiento de asignación de capacidad y los productos de capacidad a ofrecer y asignar en las interconexiones europeas.

El artículo 7.1 f) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, definió que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejercería la función de establecer, mediante Circular, la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, dentro del marco normativo de acceso y funcionamiento del Sistema definido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en su normativa de desarrollo.

Por la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecieron los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

Así, durante 2016, a través de la plataforma PRISMA, se realizaron las subastas de capacidad. La subasta de productos anuales tuvo lugar el 7 de marzo de 2016 y la de productos trimestrales, el 6 de junio de 2016. La subasta para los tres primeros trimestres de 2016 se celebró en junio de 2015 y la del cuarto trimestre, en junio de 2016. Las subastas de productos mensuales comenzaron en diciembre de 2015 y, desde entonces, tienen lugar cada mes, ofertándose capacidad para el siguiente mes natural.

Mercados de gas

En 2016 la adquisición de gas talón, gas colchón, gas de operación sufragado por el Sistema Gasista y gas destinado a realizar acciones de balance se llevó a cabo en el Mercado Organizado de Gas, dando cumplimiento a la legislación vigente.

Estas operaciones de gas regulado se negociaron en la plataforma MIBGAS mediante ofertas de compra en la subasta de productos mensuales (gas colchón), diarios (gas colchón, gas talón, gas de operación sufragado por el Sistema y gas destinado a realizar acciones de balance) e intradiarios (gas colchón y gas talón).

Gas talón y gas colchón

En la Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el Mercado Organizado de Gas, se establece el procedimiento de adquisición del gas colchón del Almacenamiento Subterráneo Yela y el gas talón necesario para incrementar el nivel mínimo de llenado de la red de transporte. Conforme a esta resolución, la adquisición se llevó a cabo en el mercado organizado.



El programa mensual de estimaciones de gas talón y gas colchón (así como de gas operación) puede consultarse en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás o haciendo [click aquí](#).

Gas colchón del Almacenamiento Subterráneo Yela

El 21 de junio comenzó la inyección de gas colchón en el Almacenamiento Subterráneo Yela y finalizó el 30 de octubre. Como establece la resolución, se compraron en el mercado organizado 1.365 GWh.

Su adquisición se realizó en las sesiones de subasta de producto mensual, diario e intradiario. En la Resolución de 6 de junio de 2016 se fijó el porcentaje de gas a adquirir mediante ofertas de compra de productos normalizados de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance (PVB) con entrega el mes siguiente en un 50%.

El porcentaje establecido para la adquisición mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario, tanto con entrega el día siguiente a su negociación, como con entrega en el mismo día, fue del 25%.

Gas talón para alcanzar el nivel mínimo de llenado de las instalaciones de transporte

De los 803 GWh necesarios para alcanzar el nivel mínimo de llenado de la red de transporte, 415 GWh se cubrieron con gas de maniobra, propiedad del Gestor Técnico del Sistema, mientras que los 388 GWh restantes se adquirieron en el Mercado Organizado de Gas. La compra de estos 388 GWh comenzó el 1 de julio de 2016 y finalizó el 30 de septiembre.

Además de las cantidades a adquirir en el mercado, la Resolución de 6 de junio de 2016, establece los porcentajes mensuales de la adquisición de acuerdo con el procedimiento de compra definido en la misma. De esta manera, el gas se adquirió mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación del producto diario con entrega el día siguiente a su negociación (50%) y con entrega el día de su negociación (50%).

Por su parte, el gas talón cubierto con gas de maniobra se valoró como el promedio mensual del índice diario MIBGAS-ES en el mes de junio de 2016.

Gas de operación

La adquisición de gas de operación en la plataforma MIBGAS comenzó el día 14 de enero, en la sesión de negociación del producto con entrega física el día siguiente.

Desde entonces se negociaron en el Mercado Organizado de Gas 698 GWh en concepto de gas de operación para el año 2016.

Como establece la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación, el Gestor Técnico del Sistema fue el encargado de adquirir el gas de operación en el mercado organizado. Esta adquisición se realizó a través del producto normalizado de transferencia de titularidad del gas en el Punto Virtual de Balance con entrega el día de gas siguiente, mediante ofertas de compra en la subasta de apertura de la sesión de negociación.



Consultar el programa semanal de estimaciones de necesidades diarias de gas de operación en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás o haciendo [click aquí](#).

Acciones de balance

En la Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba Protocolo de Detalle PD-18, se establece al Gestor Técnico del Sistema como responsable de calcular los valores concretos de los parámetros y variables técnicas que determinan la operación normal de la red de transporte. Asimismo, señala al GTS como el encargado de realizar acciones de balance en el PVB para mantener la red dentro de los rangos de operación normal.

Para dar cumplimiento a esta resolución, aplicable desde el 1 de octubre, el Gestor Técnico del Sistema realizó en 2016 acciones de balance 29 días: 26 de compra con un precio medio de 22,72 €/MWh y 3 de venta con un precio medio de 18,66 €/MWh. Así, el GTS adquirió 635,8 GWh y vendió 107 GWh en el Mercado Organizado de Gas por este concepto.

La primera acción de balance, en la que se compraron 3,6 GWh, tuvo lugar el 6 de octubre.

El precio máximo de compra, 26,50 €/MWh, se alcanzó los días 13 y 14 de diciembre y el mínimo, 18,20 €/MWh, el 6 de octubre.

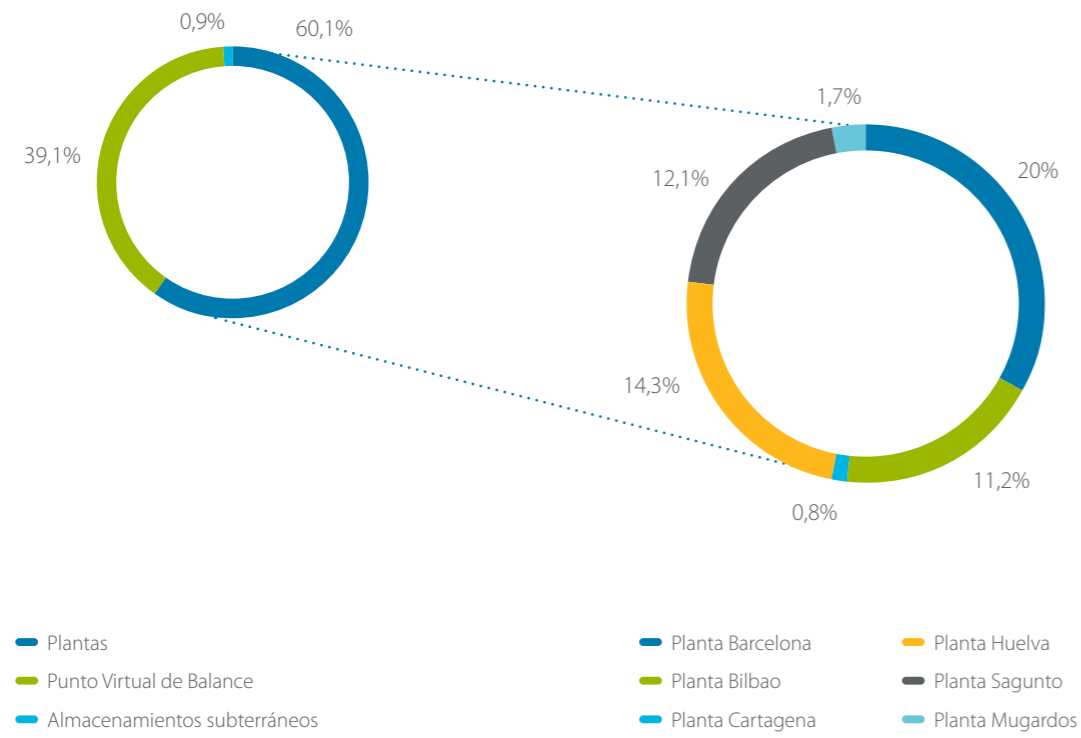
El 28 de diciembre se registró el precio máximo de venta, 22 €/MWh, y el mínimo, 17 €/MWh, el 26 de diciembre.

Transacciones bilaterales (*Over the Counter* - OTC)

En 2016, se registraron 114.453 transacciones bilaterales OTC en la plataforma de negociación MS-ATR, lo que supuso un volumen de 431.039 GWh. Esta cifra es el equivalente al 118% de la demanda del Sistema.

Las plantas de regasificación fueron el punto de entrega del 60% de estas transacciones. Barcelona, Huelva, Sagunto y Bilbao se consolidaron como las terminales que mayor volumen de las mismas registraron.

Transacciones bilaterales



114.453

Transacciones bilaterales OTC
en la plataforma de negociación
MS-ATR en 2016

Enagás

Edición:
Dirección de Comunicación y Relaciones Institucionales

Coordinación técnica:
Dirección General de Gestión Técnica del Sistema

Diseño y maquetación:
Addicta Diseño Corporativo

Paseo de los Olmos, 19 • 28005 Madrid
(+34) 91 709 92 00
gts@enagas.es • www.enagas.es

Síguenos •  

