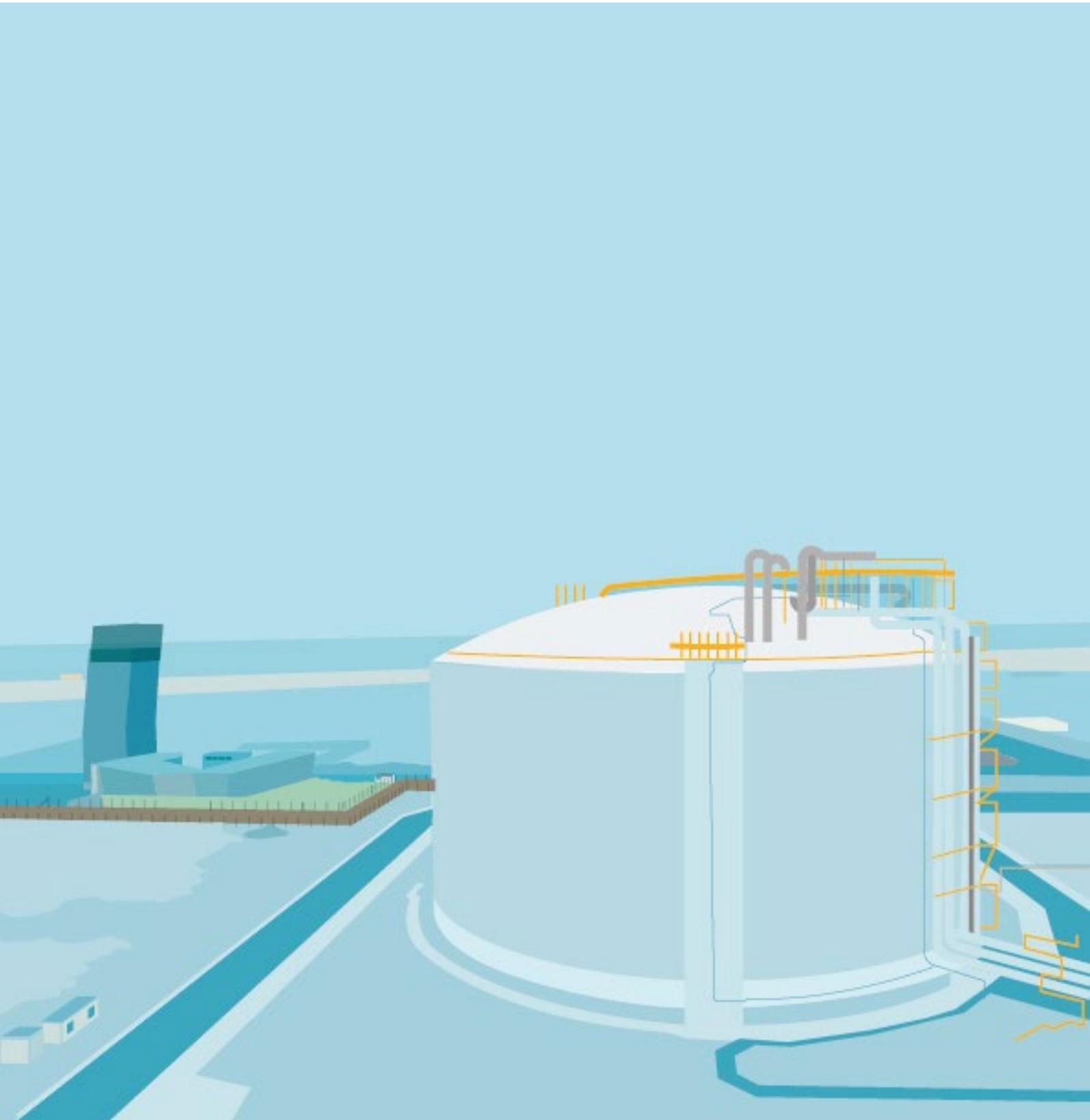


Informe

20
17

El Sistema Gasista Español



Los datos contenidos en este informe
pueden experimentar pequeñas variaciones.

Informe

20
17

El Sistema Gasista Español



Índice

01

Resumen

de movimiento de gas y principales hitos **Pág. 8**

02

Demanda

de gas natural **Pág. 16**

03

Aprovisionamientos

de GN y GNL **Pág. 46**

04

Plantas

de regasificación **Pág. 56**

05

Conexiones

internacionales **Pág. 78**

06 | **Almacенamientos**
subterráneos **Pág. 88**

07 | **Transporte**
de gas **Pág. 94**

08 | **Capacidad**
de acceso y plataforma de contratación **Pág. 102**

09 | **Mercados**
de gas **Pág. 120**

10 | **Desarrollo**
legislativo **Pág. 128**



Datos clave

351

TWh Demanda gasista nacional: 275,2 TWh demanda convencional y 75,7 TWh entregas para generación eléctrica

+9,1

% Crecimiento de la demanda gasista nacional

1.772

GWh/día Récord de demanda nacional y de consumo de gas para generación eléctrica (630 GWh/día) de los últimos siete años, registrados el 5 de diciembre

53

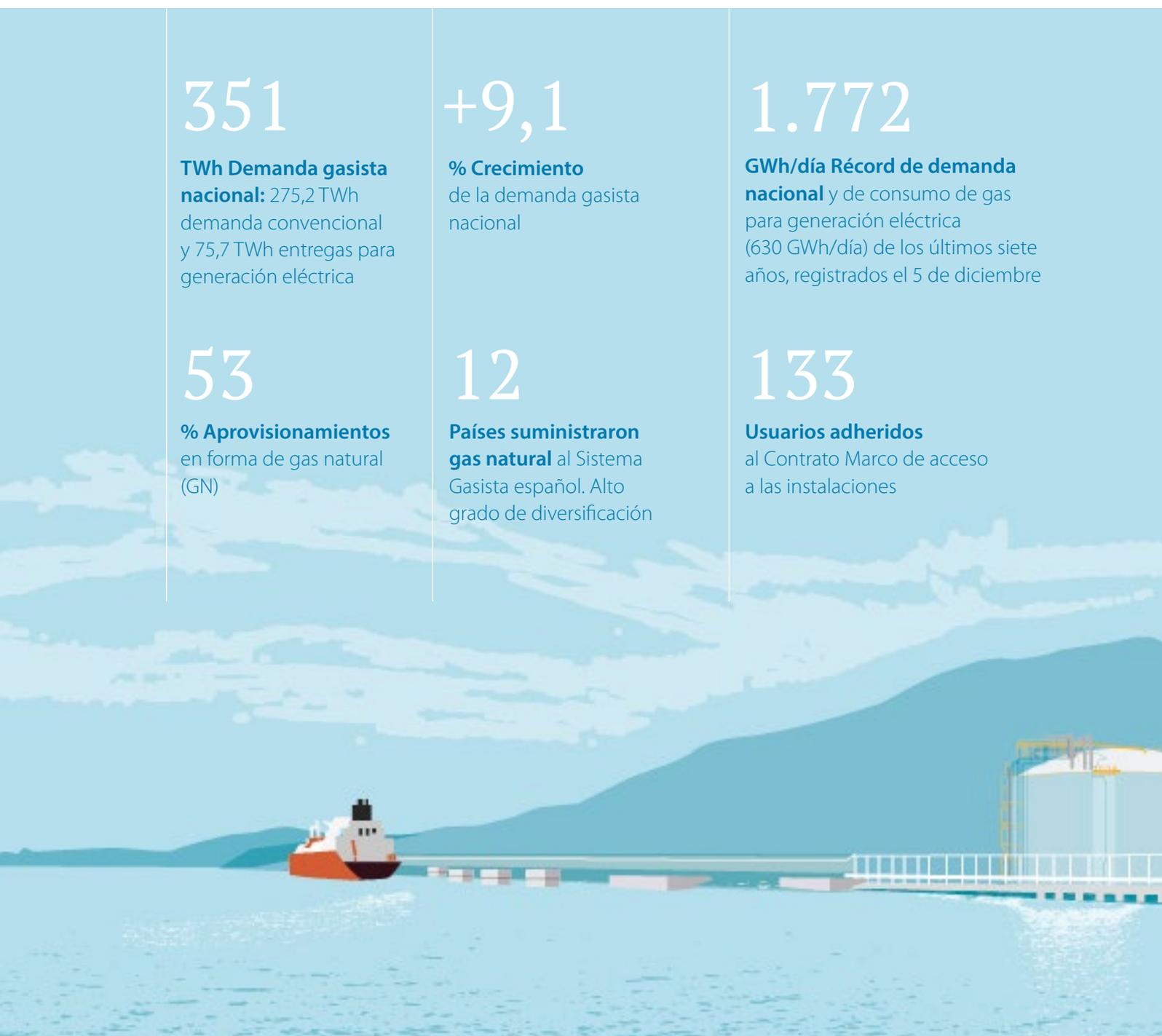
% Aprovechamientos en forma de gas natural (GN)

12

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

133

Usuarios adheridos al Contrato Marco de acceso a las instalaciones



1^a

Operación de carga de GNL para uso como combustible de buque (*bunkering*) en Europa. Tuvo lugar en la Planta de Cartagena, el 21 de abril

106

Usuarios habilitados en el Punto Virtual de Balance (PVB)

15.829

Operaciones formalizadas en la Plataforma de Contratación de Capacidad

64

días: el GTS realizó acciones de balance, 42 de compra (1.107 GWh) y 22 de venta (550 GWh)

760

Asistentes al Comité de Seguimiento del Sistema Gasista en 2017. La convocatoria de enero contó con 156 asistentes, máximo histórico



01



Resumen de movimiento de gas y principales hitos



En este informe se presentan los principales datos relativos a la evolución del Sistema Gasista español durante 2017.

- La demanda gasista nacional alcanzó los 351 TWh, lo que supuso un incremento significativo del 9,1% respecto al ejercicio anterior.
- La demanda convencional de gas natural, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneración, así como el mercado de cisternas, fue de 275 TWh, un 5,1% superior a 2016.
- El incremento de la demanda nacional se debió tanto al aumento del consumo de gas del sector eléctrico (26,8%) como al incremento de la demanda convencional (5,1%).
- El aumento de la demanda convencional (13 TWh) se produjo por el crecimiento del consumo del sector industrial, que registró una subida del 7,4% respecto al año 2016.
- Las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 76 TWh.
- Los máximos de demanda, tanto nacional como de entregas para generación eléctrica, se registraron el 5 de diciembre con 1.772 GWh/día y 630 GWh/día, respectivamente.
- El máximo de demanda convencional se registró el 18 de enero con 1.229 GWh/día.
- Las comunidades autónomas con mayores consumos fueron Cataluña, Andalucía y Aragón. Destacó también la subida del consumo de gas en la mayoría de las comunidades autónomas.
- El Sistema Gasista español, como en años anteriores, mantuvo un alto grado de diversificación y se importó gas natural de doce países.
- Argelia se situó como el principal proveedor del suministro gasista, seguido de Nigeria y del gas procedente de Europa a través de Francia.
- Por quinto año consecutivo, los suministros en forma de gas natural (GN), 53%, superaron a los de gas natural licuado (GNL), 47%.
- Las entradas al Sistema en forma de GN acumularon 205.758 GWh.
- El gas exportado a través de las conexiones internacionales fue 30.745 GWh, un 28% menos que en 2016.
- Las descargas en las plantas de regasificación alcanzaron los 183.943 GWh.
- Un total de 216 buques metaneros descargaron en las plantas del Sistema.
- Cada una de las plantas de regasificación recibió gas procedente de al menos cuatro países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló un mayor número de descargas fue Barcelona, seguida de Huelva y Bilbao.

- Volvieron a la cartera de orígenes de GNL dos nuevos países: Egipto, que no aprovisionaba desde el año 2013, y Países Bajos, sin descargar desde 2014.
- El 21 de abril se realizó en la Planta de Cartagena la primera operación de suministro de gas natural licuado (GNL) como combustible, directamente desde una planta de regasificación a un buque. Este tipo de suministro, pionero en Europa, es conocido como *bunkering pipe-to-ship* y se enmarca en el proyecto CORE LNGas hive, cofinanciado por la Comisión Europea para el impulso del GNL como combustible en el transporte, fundamentalmente marítimo.
- La inyección en los almacenamientos ascendió a 8.295 GWh, de los que 420 GWh correspondieron a gas colchón de Yela.
- La extracción acumulada fue de 5.192 GWh.
- A lo largo de 2017, la incorporación de nuevas infraestructuras contribuyó a la mejora de la seguridad en el Sistema Gasista español. Destacaron:
 - - Yeles-Seseña. Gasoducto incluido en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016". Tiene una presión máxima de servicio de 59 bares, una longitud de 9 km y un diámetro de 8".
 - - Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo. Gasoducto recogido en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016". Cuenta con una presión máxima de servicio de 49,5 bares, una longitud de 12 km y un diámetro de 8".
- A finales del año 2017 el Sistema Gasista español contaba con un total de 11.369 km de gasoductos de transporte primario.
- La adquisición de gas colchón, gas de operación sufragado por el Sistema y gas destinado a realizar acciones de balance se realizó en el Mercado Organizado de Gas, cumpliendo así con la legislación vigente. Se adquirieron 420 GWh de gas colchón y 926 GWh de gas de operación.
- 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) para 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. A fecha 31 de diciembre, 106 usuarios estaban habilitados en el PVB.
- 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 de gas natural estableció un nuevo régimen de garantías en el sector gasista. De acuerdo con este nuevo sistema, todo sujeto que desee contratar capacidad o servicios en las instalaciones del Sistema Gasista debe tener constituidas 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.
- La metodología de cálculo de tarifas de desbalance de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia estableció siete nuevos procesos de liquidaciones, muy exigentes en plazos, que desde el 1 de octubre de 2016 han ido implementándose gradualmente. El GTS tiene encomendada la función de realizar la liquidación de recargos por desbalances diarios y por compraventa de productos normalizados en el PVB, en sus versiones: M+1, M+4 y M+16. Durante 2017 se consolidó la implantación de los distintos procesos –que finalizará con el M+16 a principios de 2018– con un cumplimiento estricto de los calendarios publicados en la web de Enagás.

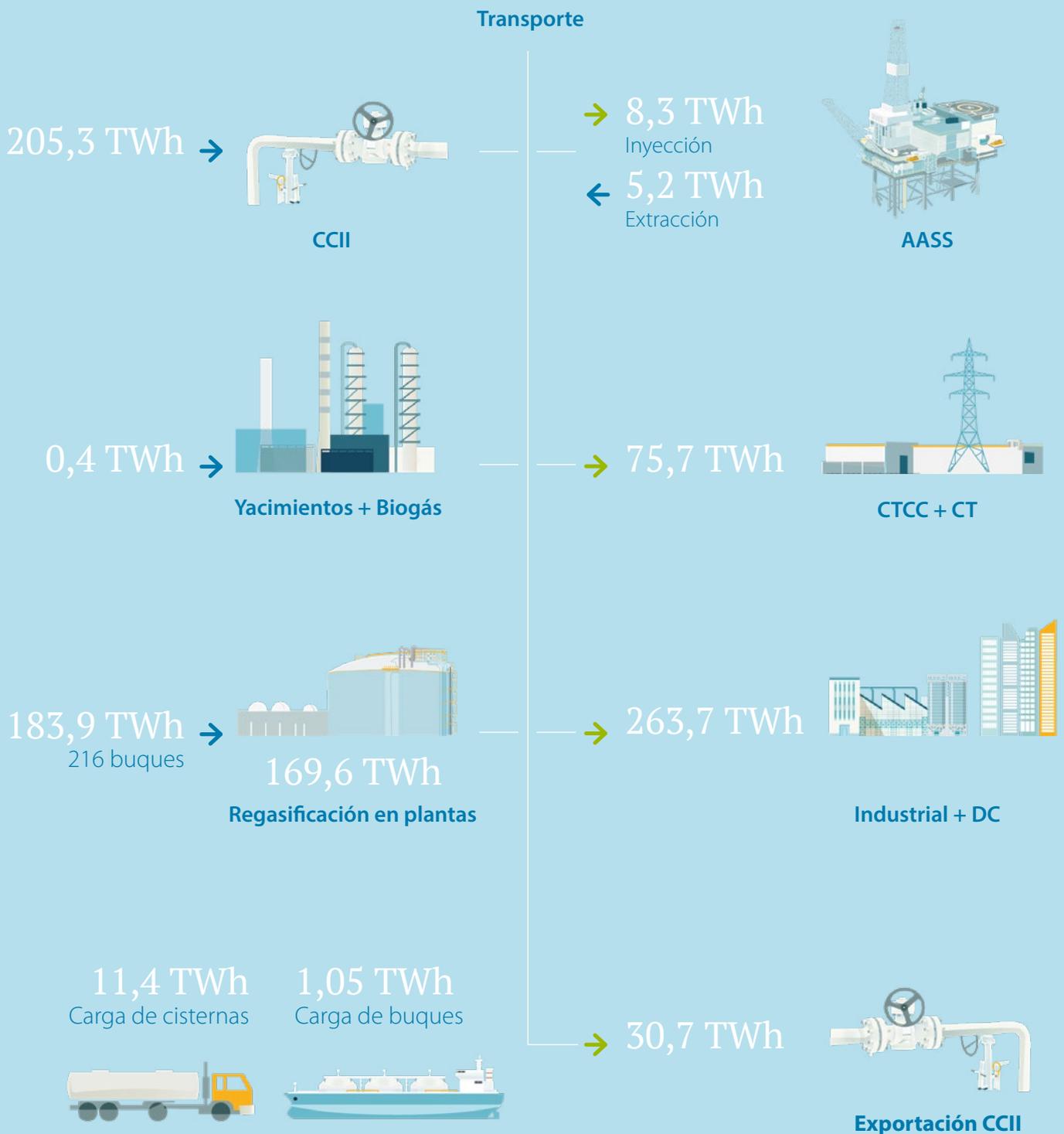
- La Plataforma de Contratación de Capacidad, en funcionamiento desde el 1 de octubre de 2016, contribuyó a simplificar y agilizar la contratación a los usuarios. A día 31 de diciembre, 133 usuarios estaban adheridos al Contrato Marco de acceso a las instalaciones.
- En la Plataforma de Contratación de Capacidad se formalizaron 15.829 contratos.
- El Gestor Técnico del Sistema realizó 64 acciones de balance: 42 de compra, 1.107 GWh, y 22 de venta, 550 GWh.
- Enagás GTS fue sometido, voluntariamente y por séptimo año consecutivo, a revisión externa de su sistema de control de procesos en los ámbitos de planificación y gestión de la capacidad del Sistema, de la contratación de productos y servicios, de la predicción de la demanda, del soporte al sector (Sistema SL-ATR), de la facturación y liquidaciones del GTS, de la habilitación de usuarios y gestión de garantías, y de los procesos de gestión y atención al cliente para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 31 de diciembre de 2016.

Esta revisión se efectuó conforme al estándar "*Statement on Standards for Attestation Engagements (SSAE) N° 16*". Puso de manifiesto que, con carácter general, y excepto por aspectos puntuales motivados por el proceso de evolución tecnológica, el entorno de control asociado a los procesos analizados presentó un funcionamiento adecuado que garantizó el cumplimiento de los objetivos de control definidos para ese periodo.

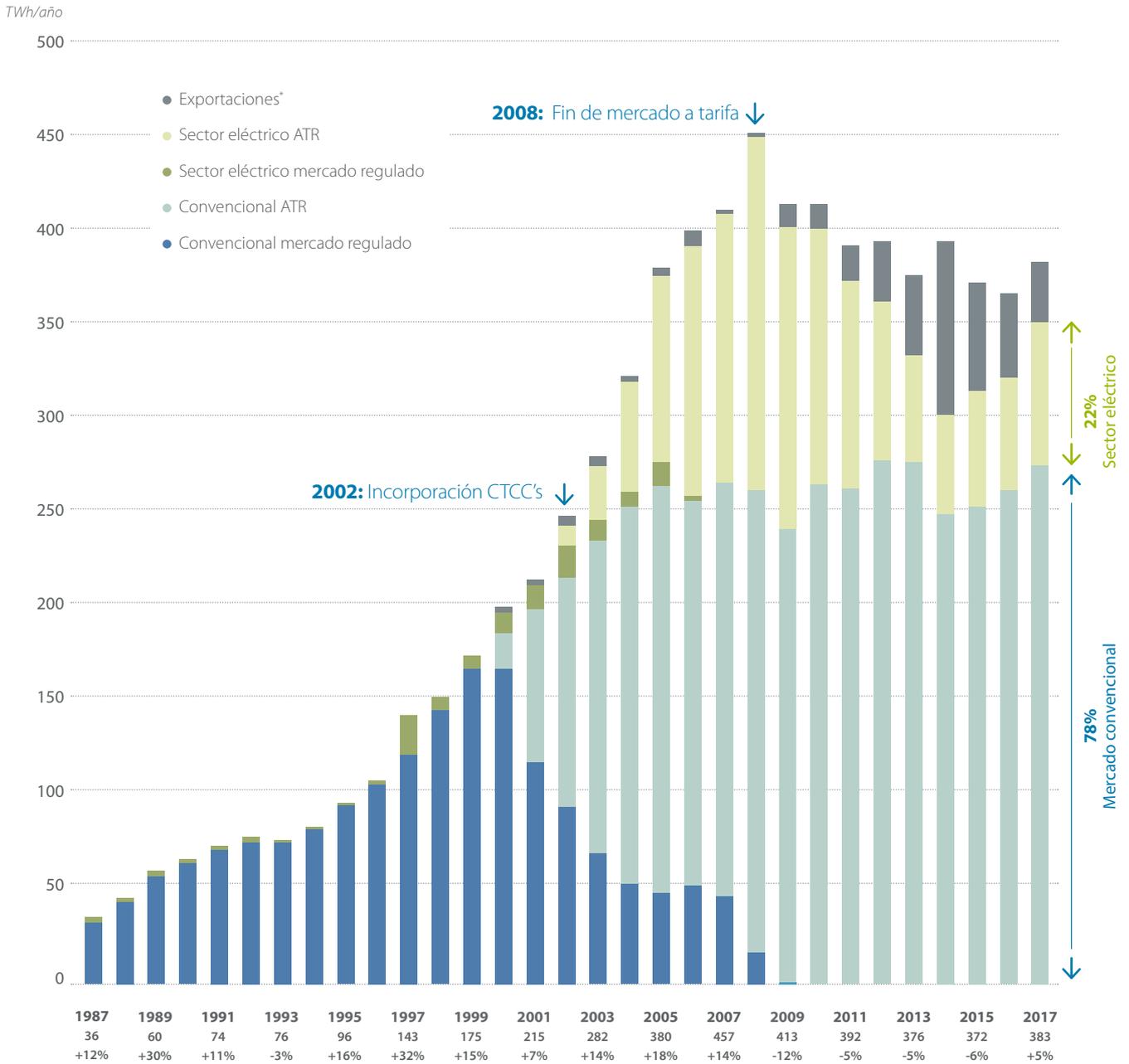
15.829

Contratos formalizados en la Plataforma de Contratación de capacidad en 2017

Cadena de valor del Sistema Gasista español 2017

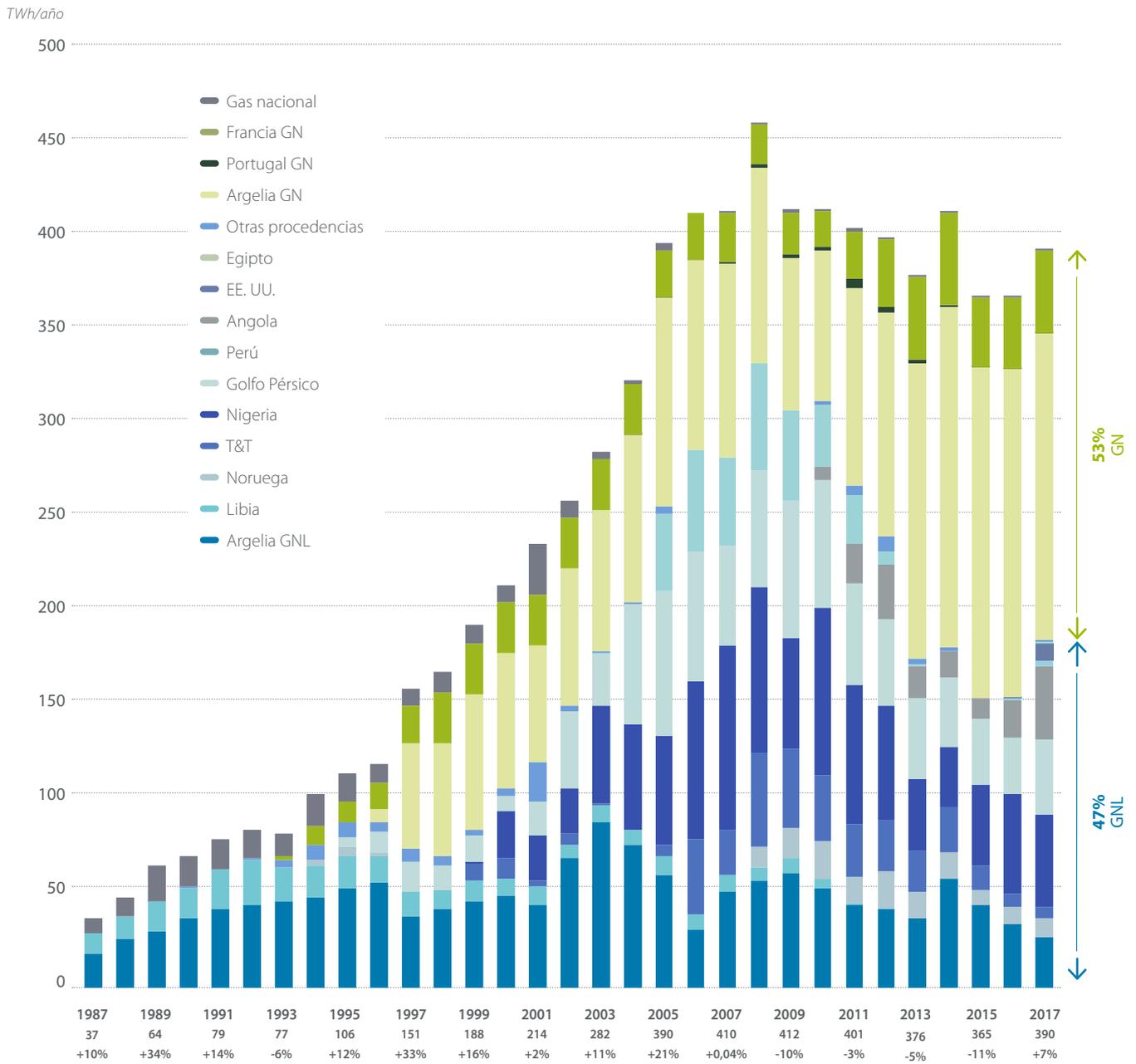


Evolución de las entregas de gas



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

Evolución de los aprovisionamientos



02



Demanda de gas natural



En 2017 la demanda gasista nacional creció un 9% hasta alcanzar los 351 TWh, aumentando por tercer año consecutivo. La demanda de gas natural para generación de electricidad se incrementó un 27%.

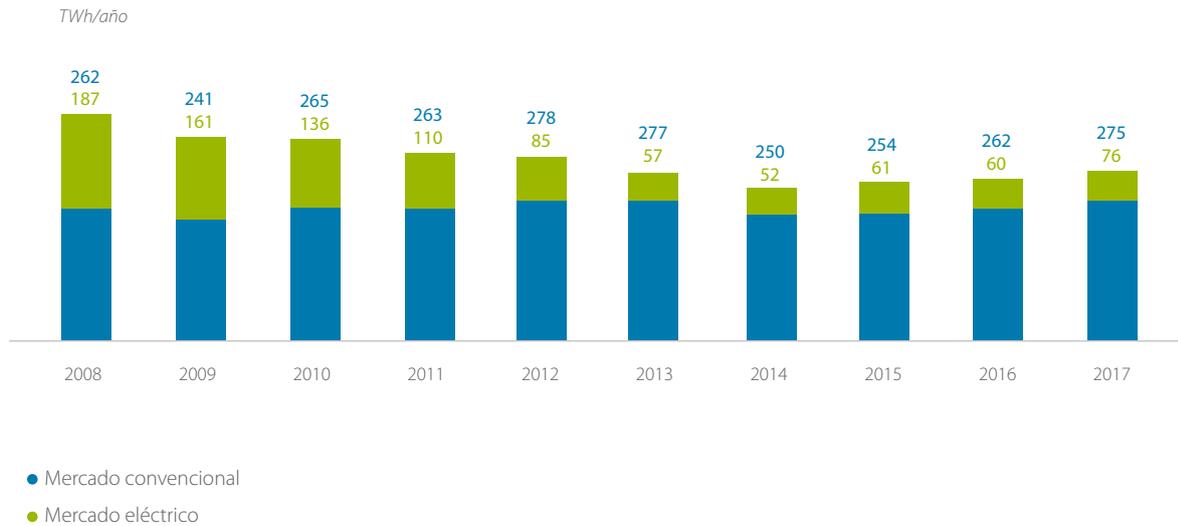
La principal causa de este incremento fue el aumento de la demanda de gas natural para generación de electricidad, que registró una subida de 16 TWh (26,8%) respecto al año anterior. Adicionalmente, el consumo de gas del sector industrial incrementó su demanda de gas en 13,9 TWh (7,4%).

Evolución demanda de gas

TWh	2016	2017	Δ 2017 vs. 2016	
	Real	Cierre	TWh/año	(%)
Demanda				
Convencional	261,9	275,2	13,3	5,1%
DC y pymes	63,0	62,2	-0,8	-1,3%
Industrial	187,6	201,5	13,9	7,4%
Cisternas GNL	11,2	11,4	0,2	1,9%
S. Eléctrico	59,7	75,7	16,0	26,8%
Total	321,6	350,9	29,3	9,1%

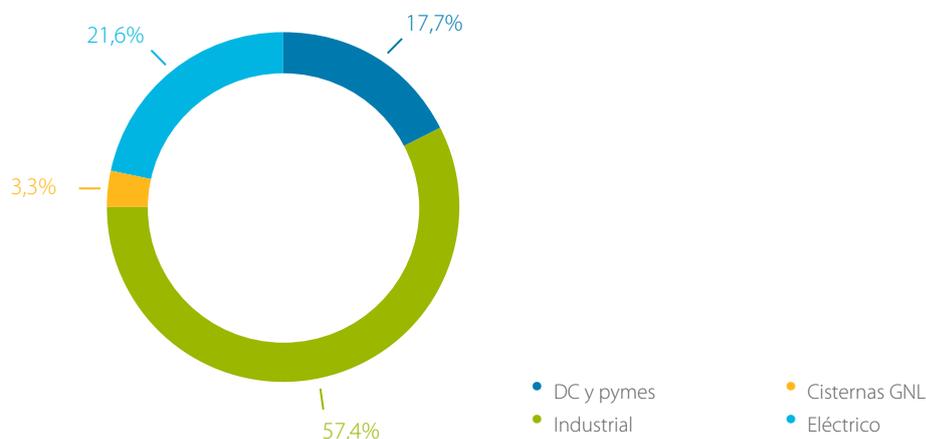
7,4%

Aumento de la demanda del sector industrial, principal demandante de gas con 201,5 TWh



En 2017 el mercado industrial continuó siendo el principal demandante de gas con un 57,4% del total consumido. El uso de gas para generación eléctrica se situó en segundo lugar con un 21,6%, por delante del 17,7% destinado al sector doméstico-comercial y pymes. Las cisternas de GNL supusieron el 3,3% del total.

Porcentaje de demanda de gas



El mercado convencional, que engloba al sector industrial (incluido el consumo de gas ligado a la cogeneración) y al sector doméstico-comercial y pymes, finalizó el ejercicio 2017 con un incremento del 5,1% respecto al año anterior. Por su parte, las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales térmicas se incrementaron un 26,8% respecto al año 2016.

Demanda total por comunidades autónomas

Durante el año 2017, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y Aragón. Entre ellas suman cerca de la mitad del consumo total de gas natural en España.

Destaca la subida generalizada del consumo de gas en 2017 en la mayoría de las comunidades autónomas. Este incremento fue más pronunciado en La Rioja (29%) y la Región de Murcia (32%), debido en ambos casos al aumento de la generación eléctrica con ciclo combinado.

La comunidad autónoma que vio más reducido su consumo de gas en 2017 fue Madrid (-3%), debido a un descenso en el sector doméstico-comercial y pymes, motivado por el incremento en las temperaturas con respecto al año anterior. A pesar de ser una de las comunidades autónomas con mayor consumo, la demanda de la Comunidad Valenciana también descendió ligeramente por un menor consumo de sus ciclos combinados.

CCAA	DC y pymes			Industrial			S. Eléctrico			Total demanda gas de emisión		
	2017	Δ vs 2016		2017	Δ vs 2016		2017	Δ vs 2016		2017	Δ vs 2016	
Andalucía	1,7	-0,1	-4%	30,5	1,6	6%	16,3	2,9	22%	48,6	4,5	10%
Aragón	2,9	-0,1	-4%	12,9	1,6	14%	2,5	1,8	284%	18,3	3,3	22%
Asturias	1,8	0,0	-2%	4,9	0,5	12%	1,5	0,7	88%	8,3	1,2	16%
Baleares	0,7	0,1	14%	0,2	0,0	26%	3,3	0,4	13%	4,2	0,5	14%
C. Valenciana	3,1	0,1	3%	26,1	1,3	5%	8,8	-1,4	-14%	38,0	-0,1	0%
Cantabria	0,9	0,0	5%	3,8	0,2	5%	0,0	0,0	0%	4,7	0,2	5%
Castilla-La Mancha	1,9	0,1	6%	11,0	0,7	7%	3,6	0,7	25%	16,5	1,6	10%
Castilla y León	5,6	-0,4	-7%	14,7	2,7	23%	0,0	0,0	0%	20,2	2,3	13%
Cataluña	15,0	0,4	3%	36,7	2,8	8%	17,5	1,6	10%	69,2	4,9	8%
Extremadura	0,5	0,0	2%	1,8	0,1	7%	0,0	0,0	0%	2,3	0,1	6%
Galicia	1,9	0,0	2%	11,8	0,3	3%	3,7	2,3	152%	17,5	2,6	18%
La Rioja	1,0	-0,1	-11%	1,7	0,1	9%	3,4	1,3	65%	6,1	1,4	29%
Madrid	17,4	-0,9	-5%	6,6	0,0	1%	0,0	0,0	0%	24,1	-0,8	-3%
Murcia	0,5	0,1	13%	16,0	0,9	6%	7,2	4,8	200%	23,7	5,8	32%
Navarra	2,0	0,1	3%	4,2	0,1	3%	2,9	0,2	7%	9,1	0,4	4%
País Vasco	5,3	0,0	-1%	18,5	0,8	4%	4,8	0,6	15%	28,6	1,4	5%

Demanda de gas emisión por CCAA



Δ vs. 2016

● > 3 TWh/año

○ [0; +3] TWh/año

● < 0 TWh/año

Adicionalmente, el mercado de cisternas de GNL registró en 2017 un consumo de 11,4 TWh (10,8 TWh suministraron gas a destinos dentro de la geografía nacional y 0,6 TWh al extranjero).

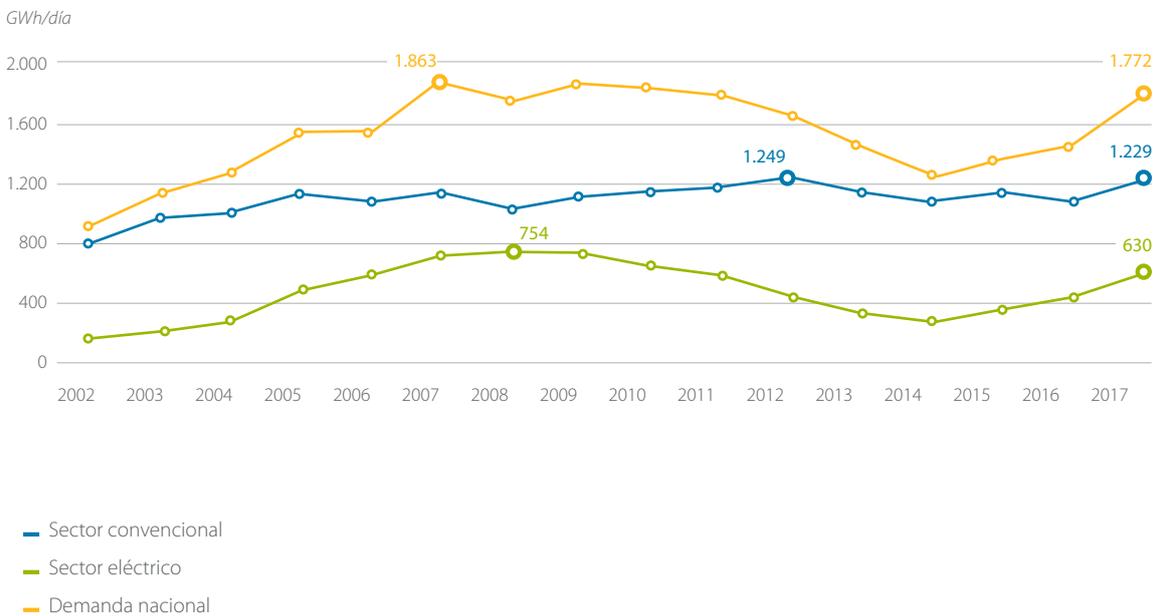
Máximos de demanda

El 5 de diciembre de 2017 se batieron los récords de demanda total de gas natural de los últimos siete años y el de demanda de gas para generación de electricidad. En cuanto a la demanda de gas para el sector convencional, se alcanzó el mayor valor de los últimos cinco años en el mes de enero. Los máximos anuales que se alcanzaron en 2017 fueron:

- Demanda nacional total, 1.772 GWh/día. Se registró el 5 de diciembre.
- Demanda convencional, 1.229 GWh/día. Se registró el 18 de enero.
- Demanda sector eléctrico, 630 GWh/día. Se registró el 5 de diciembre.

Estos máximos de demanda alcanzados en 2017 suponen incrementos, con respecto a 2016, del 23% para la demanda total nacional, del 15% para el máximo de demanda convencional y del 32% para el máximo de demanda de gas para generación eléctrica.

Evolución máximos anuales de demanda





Demanda convencional

En el ejercicio 2017 el sector convencional alcanzó los 275.188 GWh, un 5,1% más respecto al año anterior. Este crecimiento se debió al sector industrial. La variación en el sector doméstico-comercial estuvo motivada por dos factores:

- Los nuevos clientes de gas. Se calculan unos 80.000 más en 2017, que representan una subida de 0,7 TWh del sector.
- Las temperaturas. Éstas han sido más cálidas de febrero a junio de 2017 respecto a 2016, provocando un descenso de 1,5 TWh.

La combinación de ambos factores se tradujo en un descenso del sector doméstico-comercial de 0,8 TWh (-1,3%).

Por otro lado, la demanda del sector industrial registró 201.530 GWh, lo que supuso un incremento del 7,4% respecto al año anterior, motivado principalmente por los sectores de la electricidad (13%) y la metalurgia (11%).

Corrección de laboralidad y temperatura

Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el incremento de la demanda convencional fue del 5,8% respecto al año anterior.

Tanto en 2016 como en 2017, las temperaturas medias fueron superiores a las normales, y en 2017 0,4 °C superiores a las de 2016.

Sector convencional

Aumento (5,1%) + 13,3 TWh

Corregido temperatura y laboralidad

+5,8%

Temperatura

-1,47

TWh

Sector industrial

+13,9

TWh

Cisternas

+0,2

TWh



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 2017.

Mercado doméstico-comercial y pymes

En 2017 la demanda de gas del mercado doméstico-comercial y pymes registró un descenso de 0,8 TWh (-1,3%) respecto del año anterior.

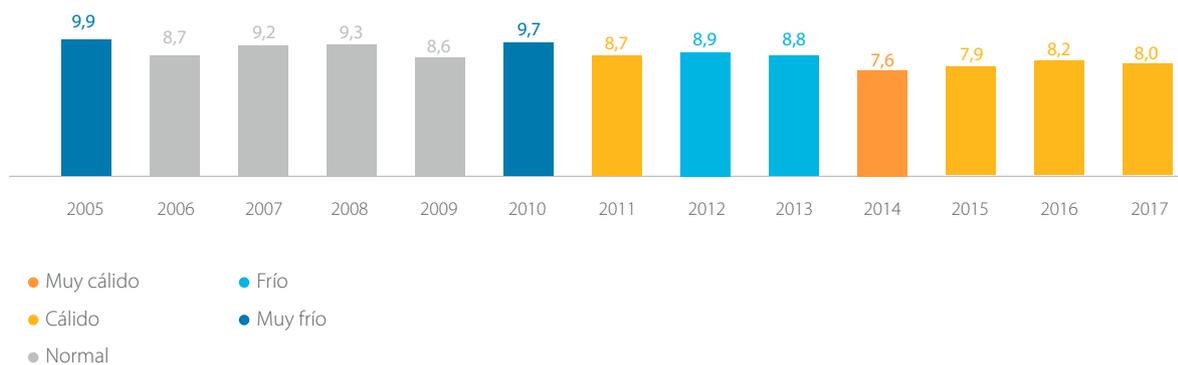
Este descenso se debió, principalmente, al efecto de las temperaturas. A excepción de enero y diciembre, se han registrado temperaturas más cálidas en 2017 que en 2016. Esto ocasionó una disminución de 1,5 TWh para el consumo de gas de este mercado.

Por el contrario, la incorporación de nuevos clientes, en torno a 80.000, aportaron 0,7 TWh adicionales.



Consumo unitario

TWh



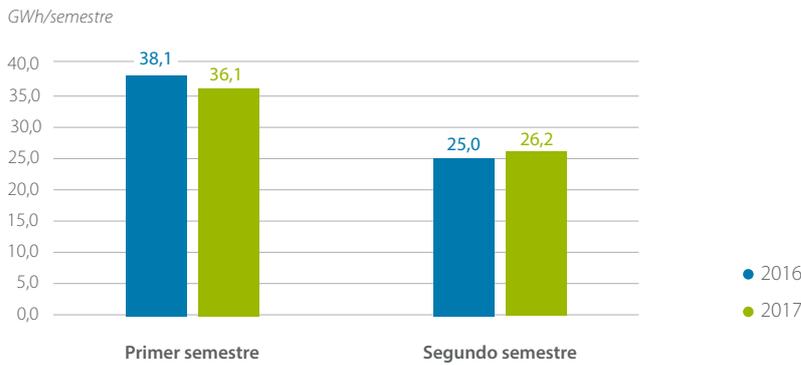
Igual que 2016, el año 2017 en su conjunto se clasificó como cálido.

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.

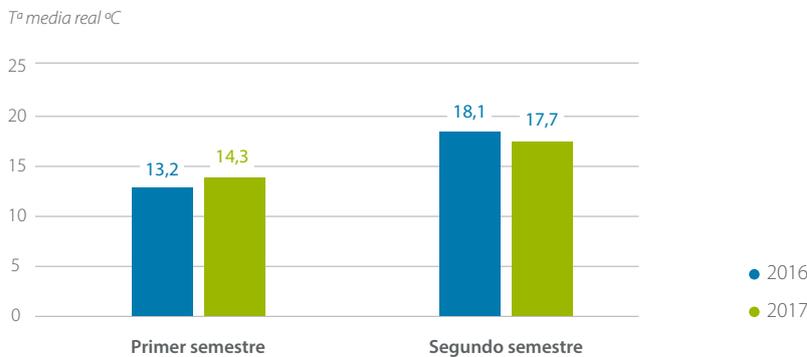
Por semestres, destacan temperaturas más cálidas en la primera mitad de 2017 frente a 2016, que dieron lugar a un descenso del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes de 2 TWh respecto al mismo periodo de 2016.

Por el contrario, la segunda mitad del año 2017 se caracterizó por unas temperaturas más frías que en 2016, con un incremento de 1,2 TWh en el consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes.

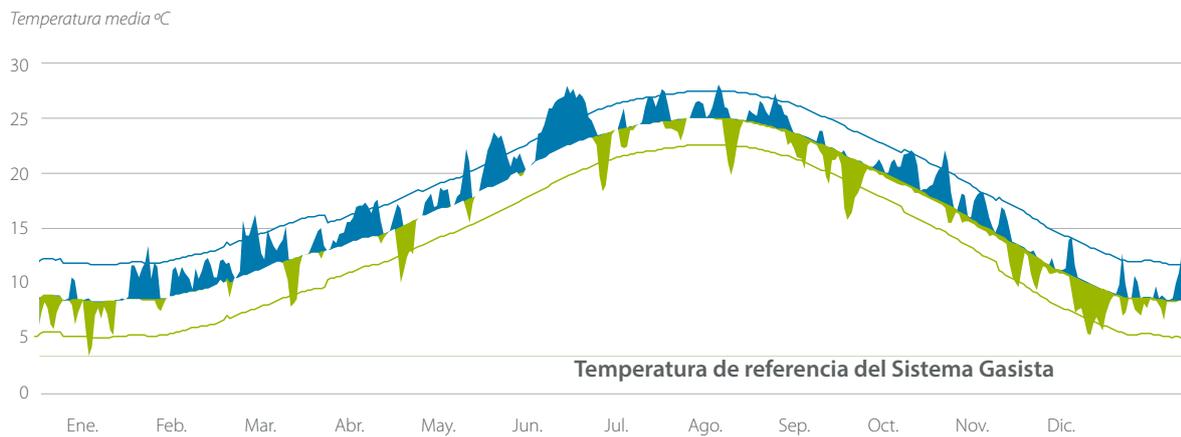
Demanda doméstico-comercial y pymes por semestres



Temperatura media por semestres



A continuación, se muestra la evolución de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2017. 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.	2017
Σ °C por exceso	11,25	54,75	57,18	43,26	60,52	81,37	26,66	33,32	9,70	54,91	17,83	28,48	479,22
Σ °C por defecto	-45,97	-2,51	-17,87	-20,81	-8,27	-11,78	-22,26	-23,27	-38,83	-3,72	-35,29	-35,40	-266,00
Variación	-34,72	52,24	39,31	22,45	52,25	69,59	4,39	10,05	-29,13	51,19	-17,46	-6,93	213,23

1,2 TWh

Incremento en el consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes en el segundo semestre de 2017

Por comunidades autónomas, el sector doméstico-comercial ha descendido ligeramente respecto al año anterior, debido a que 2017 ha sido más cálido. El mayor incremento se localizó en Cataluña (0,4 TWh/año) y el mayor descenso en Madrid (-0,9 TWh/año).

Demanda sector doméstico-comercial y pymes por CCAA



Δ vs. 2016

○ > 0 TWh/año

● < 0 TWh/año

DC y pymes

CCAA	2017	Δ vs 2016	
Andalucía	1,7	-0,1	-4%
Aragón	2,9	-0,1	-4%
Asturias	1,8	0,0	-2%
Baleares	0,7	0,1	14%
C. Valenciana	3,1	0,1	3%
Cantabria	0,9	0,0	5%
Castilla-La Mancha	1,9	0,1	6%
Castilla y León	5,6	-0,4	-7%
Cataluña	15,0	0,4	3%
Extremadura	0,5	0,0	2%
Galicia	1,9	0,0	2%
La Rioja	1,0	-0,1	-11%
Madrid	17,4	-0,9	-5%
Murcia	0,5	0,1	13%
Navarra	2,0	0,1	3%
País Vasco	5,3	0,0	-1%

Mercado industrial

El consumo de gas del sector industrial ascendió en 2017 a 201,5 TWh, lo que supone una subida de 14 TWh/año respecto a 2016. Destaca la subida generalizada del consumo de gas de todos los sectores industriales.

En 2017 el mercado industrial con mayor subida en el consumo de gas fue la electricidad (principalmente cogeneración), que aumentó un 13%.

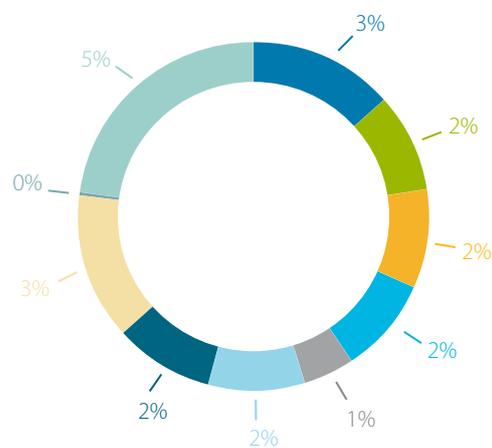
La metalurgia incrementó su consumo de gas en 2017 respecto al año anterior en 1,5 TWh, debido al efecto parcial de la incorporación de una fábrica de metalurgia a la red de gasoductos en el primer trimestre del año.

Todos los sectores industriales se vieron incrementados en más de 1,3 TWh con respecto a 2016, excepto el sector servicios y textil, que presentaron niveles de consumo similares al año anterior.

Consumo por sectores industriales

Sector	Δ 2017 vs. 2016		
	2017 TWh	TWh/a	%
Electricidad	26,7	3,1	13%
Metalurgia	15,3	1,5	11%
Papel	16,3	1,3	9%
Resto industria	17,4	1,3	8%
Servicios	9,2	0,7	8%
Construcción	22,5	1,5	7%
Agroalimentaria	21,6	1,4	7%
Química/Farmacéutica	28,3	1,7	6%
Textil	1,7	0,1	5%
Refino	41,8	1,3	3%

Peso de cada sector en la demanda total industrial



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

Distribución de la demanda industrial de gas por CCAA

Por comunidades autónomas, destaca la subida de los mercados industriales de gas natural en toda la geografía española durante 2017 respecto al año anterior.

En cuanto a la evolución del consumo total industrial de gas, las comunidades autónomas que experimentaron mayores incrementos en 2017 respecto a 2016 fueron: Comunidad Valenciana (1,3 TWh/año), debido principalmente a incrementos de la industria azulejera; Aragón (1,6 TWh/año), por incrementos en el sector de la electricidad (cogeneración sin incluir el gas natural); Andalucía (1,6 TWh), por el mayor consumo del sector del refino; en Castilla y León (2,7 TWh/año) han destacado los incrementos de los sectores de la electricidad; y en Cataluña (2,8 TWh/año), dónde ha destacado el crecimiento del sector químico/farmacéutico.

El resto de comunidades tuvieron un crecimiento más moderado de la demanda industrial, destacando especialmente los incrementos de la metalurgia en Asturias y del sector papel en Cantabria.

Demanda industrial por CCAA



Δ vs. 2016

- > 2 TWh/año
- [0; 2] TWh/año

CCAA	Industrial		
	2017	Δ vs 2016	
Andalucía	30,5	1,6	6%
Aragón	12,9	1,6	14%
Asturias	4,9	0,5	12%
Baleares	0,2	0,0	26%
C. Valenciana	26,1	1,3	5%
Cantabria	3,8	0,2	5%
Castilla-La Mancha	11,0	0,7	7%
Castilla y León	14,7	2,7	23%
Cataluña	36,7	2,8	8%
Extremadura	1,8	0,1	7%
Galicia	11,8	0,3	3%
La Rioja	1,7	0,1	9%
Madrid	6,6	0,0	1%
Murcia	16,0	0,9	6%
Navarra	4,2	0,1	3%
País Vasco	18,5	0,8	4%

Mercado de cisternas de GNL

Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL

11.440 GWh

(+1,9% vs 2016)

Huelva	Barcelona	Cartagena	Sagunto	Mugardos	Bilbao
25%	24%	18%	17%	11%	6%
2,8 TWh	2,8 TWh	2,1 TWh	1,9 TWh	1,2 TWh	0,7 TWh

38.821

Cisternas cargadas

En cuanto al número de destinos de plantas satélite, el año 2017 cerró con 1.040 destinos activos, lo que supuso un incremento del 8% (77 destinos más que el año anterior).

Según la planta de carga de origen, Sagunto se posicionó en primer lugar con 276 destinos activos, seguida de Barcelona, Cartagena y Huelva -las tres por encima de los 200 destinos-, Mugardos con 121 destinos y Bilbao con 98 destinos activos.

Como principales hitos a destacar en el año 2017 se encuentran:

- El primer suministro de GNL, en diciembre de 2017, a un tren de pasajeros (Automotor Serie 2600) de Renfe para realizar las pruebas en vía.
- El primer suministro de gas directo (modalidad de suministro *Pipe-To-Ship*) para propulsión a quimiquero Damia Desgagnes en Planta de Cartagena en abril de 2017.
- En relación con la modalidad de suministro TTS (*Truck To Ship*) y CTS (*Container To Ship*), la flota de camiones cisterna para el trasiego de GNL entre las terminales de regasificación y las plantas satélite se ha incrementado en 2017. A día de hoy, el Sistema Gasista español cuenta con 280 camiones cisterna y 19 contenedores criogénicos. Esta flota permite realizar suministros de GNL a buques en las modalidades TTS y CTS, donde se han realizado unas 50 operaciones con cisternas a lo largo del año.

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.

Además del territorio nacional, el Sistema Gasista español suministró camiones cisterna a Portugal, Francia, Italia, Suiza, Macedonia y Andorra.

66

Destinos al extranjero
de cisternas de GNL desde España,
3 más que en 2016

Número de destinos según planta de carga



● Sagunto
276 destinos

● Mugaros
121 destinos

● Huelva
203 destinos

● Barcelona
275 destinos

● Cartagena
217 destinos

● Bilbao
98 destinos

Aumento de **77 destinos** satélite 2017 vs 2016

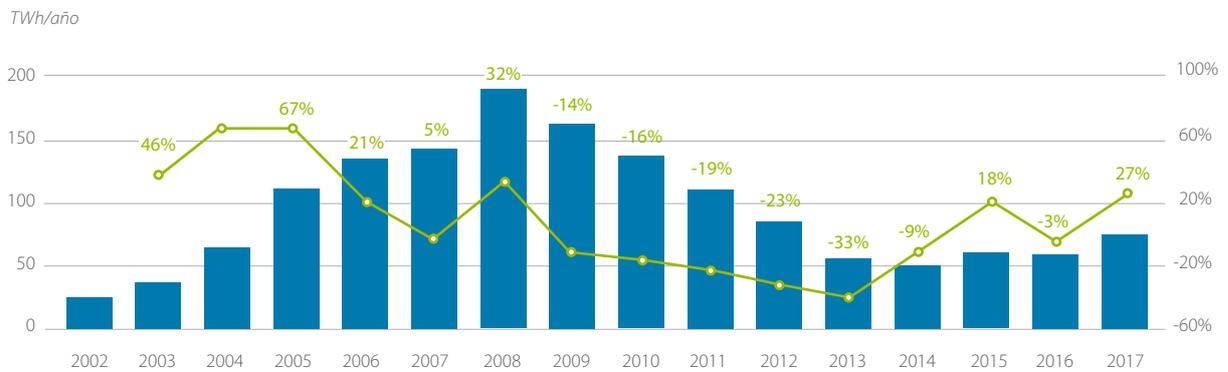
Aumento del número de **destinos al extranjero: 66** en 2017 y 63 en 2016

Portugal
Francia
Italia
Suiza
Macedonia
Andorra

Entregas de gas natural para generación eléctrica

En 2017 las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 75.682 GWh, de los que 232 GWh/año correspondieron al consumo de gas de las centrales térmicas y 75.450 GWh/año al consumo de gas para ciclos combinados. Esta cifra es un 27% superior a la registrada en 2016.

Entregas de gas para generación eléctrica



Este porcentaje de crecimiento que experimentaron las entregas de gas para el sector eléctrico supuso un aumento significativo durante el año. En concreto, se batieron récords de consumo de gas para generación eléctrica durante los meses de junio, julio, agosto, noviembre y diciembre que se fueron registrando consecutivamente:

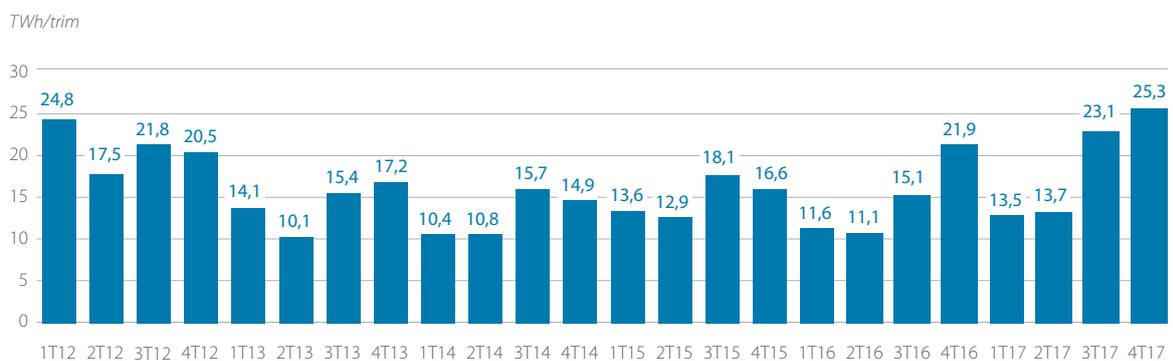
- El 21 de junio el consumo de gas para electricidad alcanzó los 465 GWh/día, lo que representó el valor estival más alto desde 2011.
- La demanda de gas natural para generación de electricidad cerró el mes de julio con 8.248 GWh, el valor más alto desde febrero de 2012.
- La demanda de gas natural para generación de electricidad finalizó el mes de agosto con un crecimiento de más del 60%, hasta alcanzar los 7.787 GWh. El valor más alto de este mes desde 2011.
- La demanda de gas natural para generación de electricidad alcanzó el 15 de noviembre, los 526 GWh/día, el valor más alto desde enero de 2011.



Asimismo, el 5 de diciembre de 2017 el consumo de gas para electricidad alcanzó los 630 GWh/día, la máxima cifra de consumo diario alcanzada desde noviembre de 2010.

En el cuarto trimestre de 2017, el consumo de gas para generación eléctrica ascendió a 25,3 TWh/trimestre. Este es el valor más alto registrado, superando incluso el primer trimestre de 2012 cuando se llegó a 24,8 TWh/trimestre.

Consumo trimestral de gas para el sector eléctrico

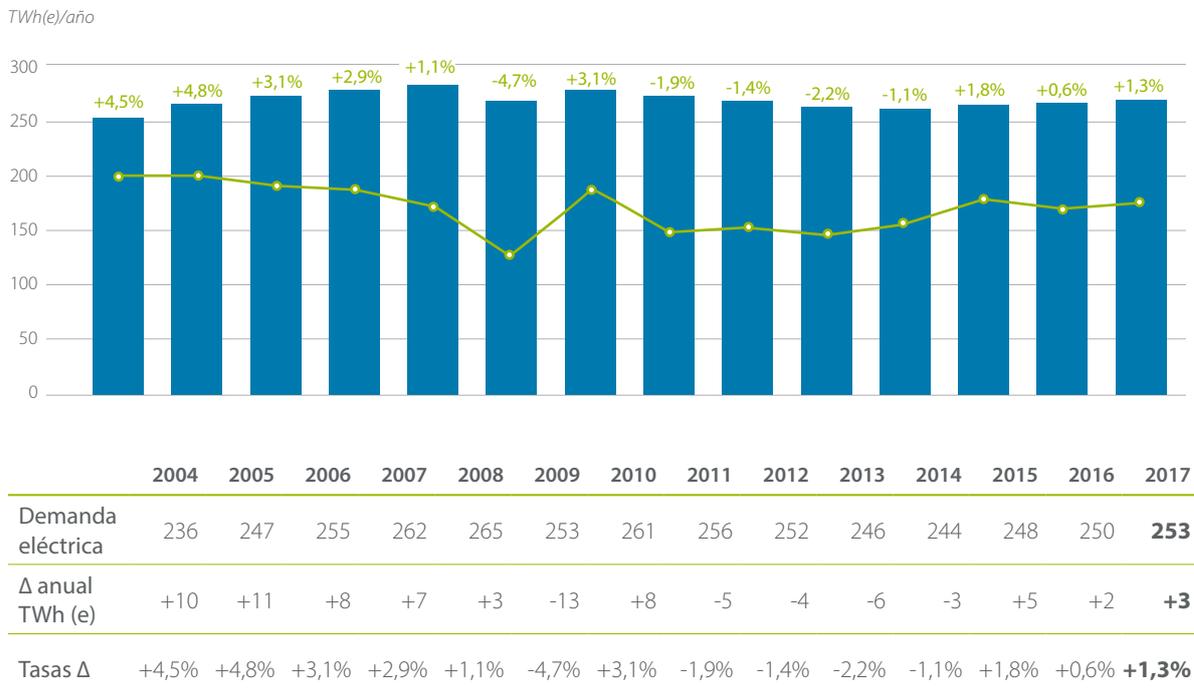


Evolución de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica en España, con datos estimados a cierre de año, experimentó en 2017 un crecimiento del 1,1% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y temperatura, supuso un incremento del 1,6%.

Por su parte, la generación se mantuvo en valores similares a 2016, 248 TWh(e)/año.

Demanda eléctrica



Fuente: REE

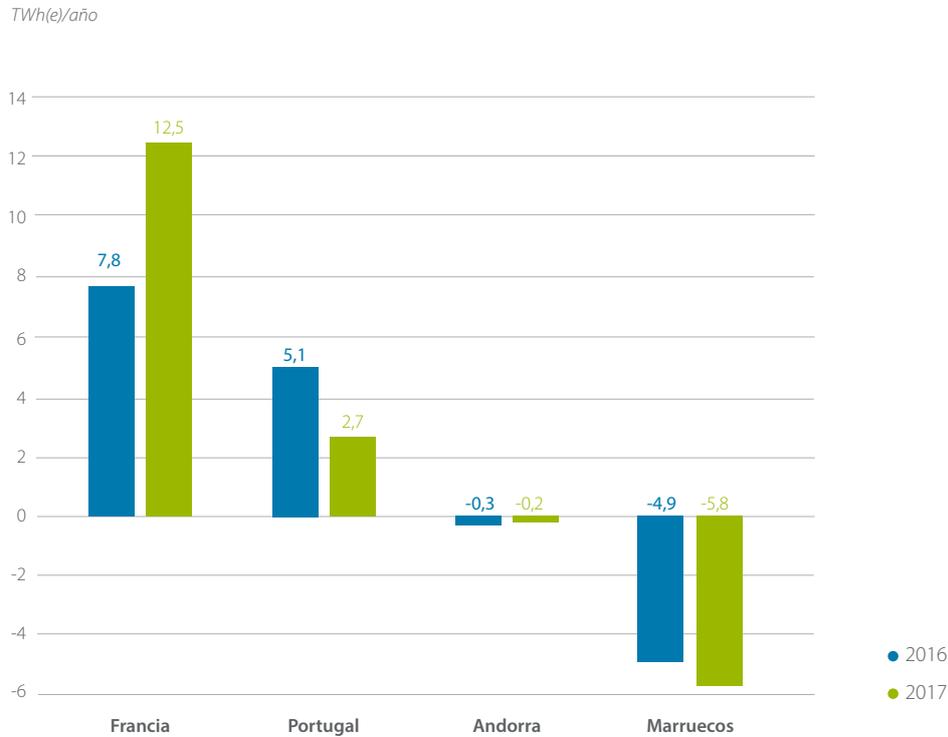
Intercambios internacionales

En cuanto a los intercambios internacionales de electricidad, las importaciones superaron a las exportaciones en 9.160 GWh(e), lo que supone el segundo saldo importador consecutivo registrado desde el año 2016.

Destaca el incremento del saldo importador desde Francia de 4,7 TWh(e) respecto a 2016, motivado principalmente por la diferencia de precios entre el *pool* español y el mercado eléctrico francés.

Por otro lado, en la interconexión con Portugal ha decrecido la importación en 2,4 TWh(e) en 2017.

Saldo de los intercambios físicos de energía eléctrica



Fuente: REE

Nota: Saldo importador positivo, saldo exportador negativo

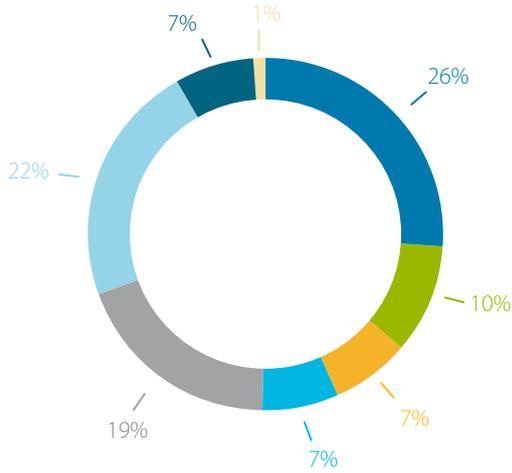
Evolución de la potencia instalada y cobertura de la demanda

El parque generador de energía eléctrica en España descendió por segundo año consecutivo. Concretamente, registró un descenso del 0,6% respecto al año anterior, motivado por la bajada de potencia instalada de cogeneración, eólica, hidráulica y nuclear, que suman conjuntamente 591 MW.

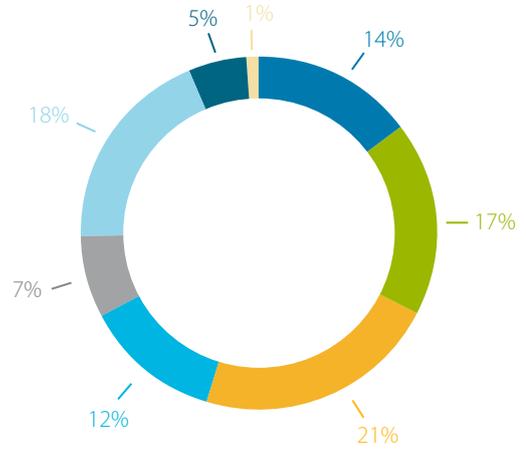
En la cobertura de la demanda, lo más destacado fue el descenso de la generación hidráulica (7% frente al 14% de 2016) y el ascenso de los ciclos combinados (14% frente al 11% de 2016) y del carbón (17% frente al 14% de 2016).

Las tecnologías que más han aportado a la demanda son la nuclear, que se ha situado nuevamente en primer lugar con el 21%, seguida de la eólica con el 18%.

Potencia instalada (31 dic. 17) 104.517 MW



Cobertura de la demanda 2017



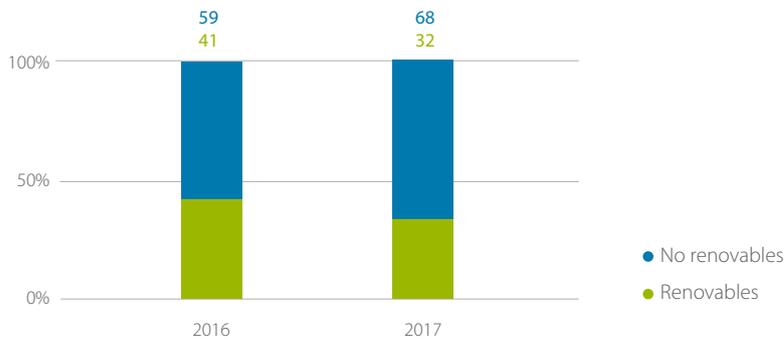
- Ciclo combinado
- Carbón
- Nuclear
- Cogeneración y resto
- Hidráulica
- Eólica
- Solar
- Térmica renovable

Fuente: REE

Nota: Balance generación neta y potencia peninsular

Las energías no renovables tuvieron un papel destacado en el conjunto de la generación eléctrica, originado por el decrecimiento de la producción hidráulica, que este año registró un descenso del 47,5% respecto a 2016.

Generación renovable y no renovable



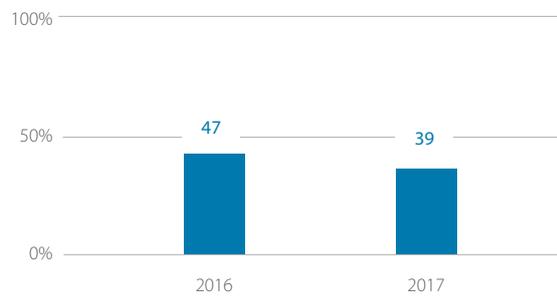
Fuente: REE

Generación hidráulica

El producible hidráulico se situó en 15.564 GWh(e), un 55% menos que en 2016.

Las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses finalizaron el 2017 con un nivel de llenado próximo al 39% de su capacidad total.

Reservas hidroeléctricas

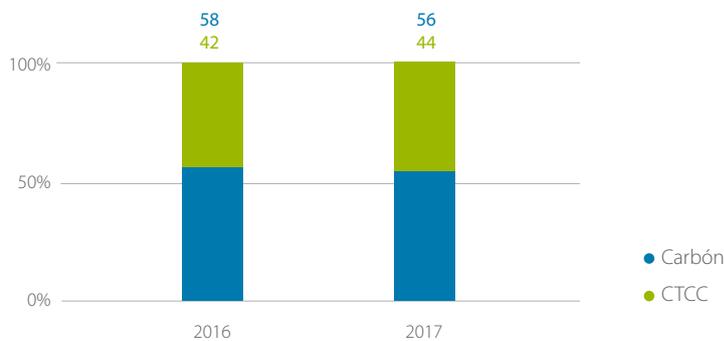


Generación de hueco térmico

El hueco térmico peninsular (carbón + gas) aumentó 15,6 TWh en 2017 respecto al año anterior, debido principalmente al descenso de la generación hidráulica. Por su parte, los CTCC's incrementaron su generación en 8,2 TWh y el carbón en 7,4 TWh.

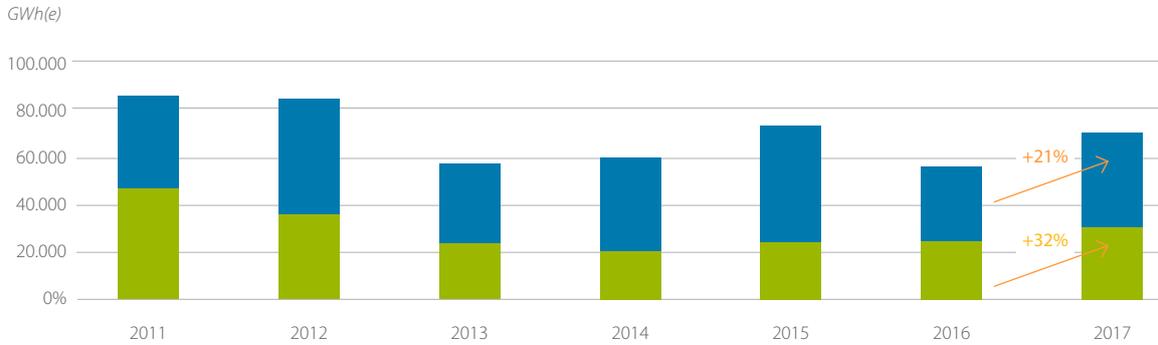
De esta forma, la contribución del carbón y el gas al hueco térmico fue de un 56% para el carbón y de un 44% para el gas.

Reparto del hueco térmico



Fuente: REE

Evolución del hueco térmico



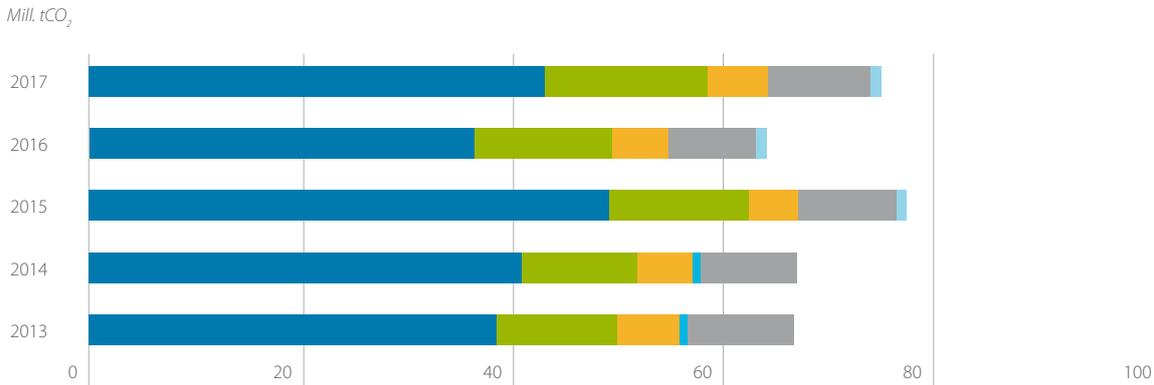
- Carbón
- CTCC

Fuente: REE

Emisiones de CO₂

Aumentaron las emisiones de CO₂ debido al incremento de generación con carbón.

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

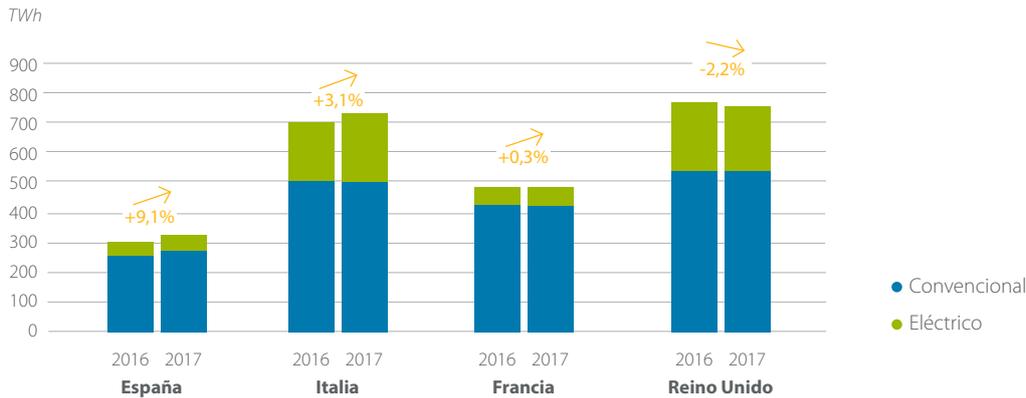


- Carbón
- Ciclo combinado
- Fuel + gas
- Cogeneración
- Térmica renovable
- Residuos

Fuente: REE

Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural experimentó un descenso del 2,2% en Reino Unido; permaneció constante en Francia; y aumentó en Italia y en España un 3,1% y 9,1%, respectivamente.



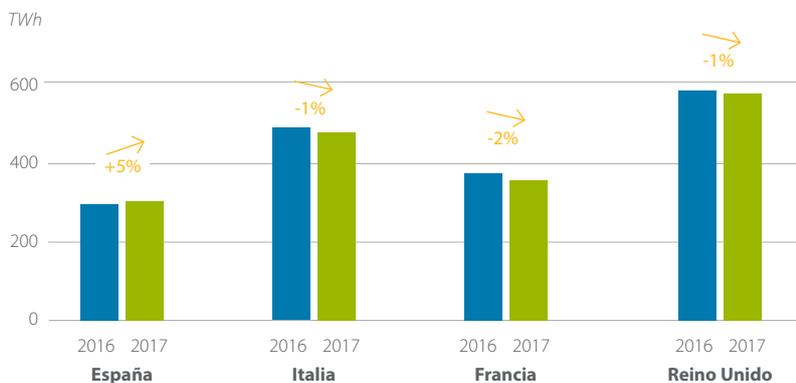
Fuente: Webs TSOs (GRT Gaz, TIGF, National Grid, Snam)

Demanda convencional y consumo de gas para el sector eléctrico

La demanda convencional de gas disminuyó en todos los países analizados (-2% en Francia, -1% en Reino Unido y -1% en Italia), a excepción de España que registró un crecimiento del 5%.

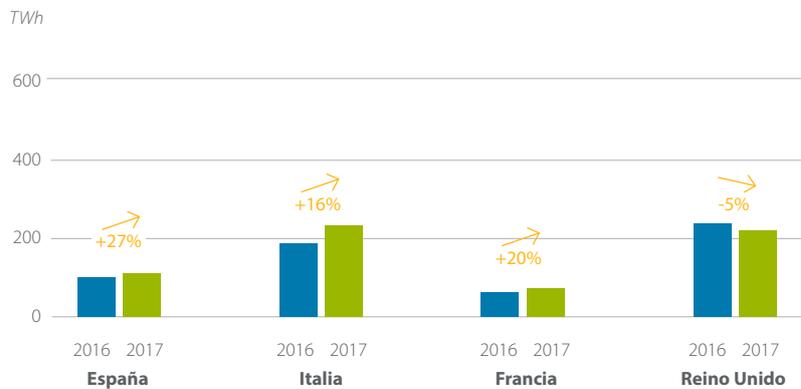
Por su parte, la demanda de gas para el sector eléctrico registró los siguientes crecimientos: en España, 26,8% (debido al descenso de la generación hidráulica), Francia, 19,6% (descenso de la generación nuclear junto a una menor hidráulica) e Italia, 15,7% (menor generación renovable unido a un aumento de la demanda eléctrica). En Reino Unido se registró un descenso del 5,2% debido a una menor demanda eléctrica y a un incremento de la generación eólica.

Demanda convencional



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

Demanda de gas para sector eléctrico



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

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 2017 el IGIG mostró una tendencia al alza durante la mayor parte del año, totalizando un consumo de gas de 202 TWh/año y un incremento del 7,4% respecto a 2016, en línea con la evolución de la economía española.

Durante todo el 2017 se situó de forma habitual en crecimientos por encima del 6%.

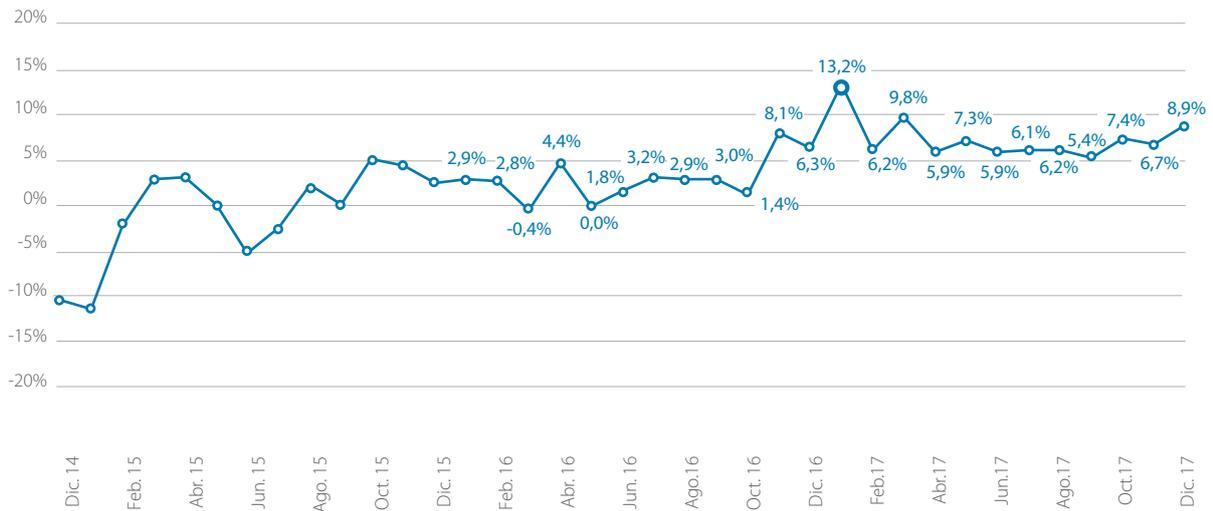
En el mes de enero el IGIG aumentó de forma significativa, un 13,2%, producido por una subida del sector servicios y de la electricidad (cogeneración) del 28% y el 19%, respectivamente.

Evolución IGIG en 2017

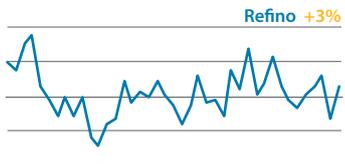
TWh

202

~ 73% demanda convencional
~ 57% demanda total nacional



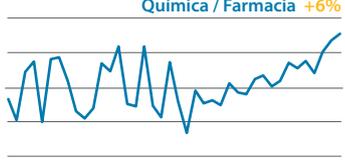
41,8 ↑ Refino +3%



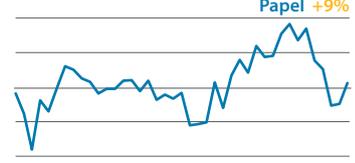
17,4 ↑ Resto industria +8%



28,3 ↑ Química / Farmacia +6%



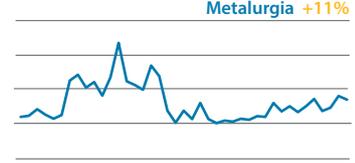
16,3 ↑ Papel +9%



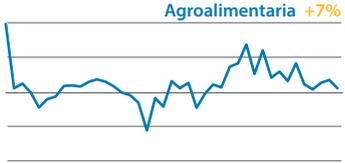
26,7 ↑ Electricidad no CTCC +13%



15,3 ↑ Metalurgia +11%



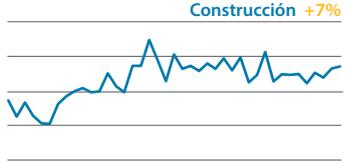
21,6 ↑ Agroalimentaria +7%



9,2 ↑ Servicios +8%



22,5 ↑ Construcción +7%



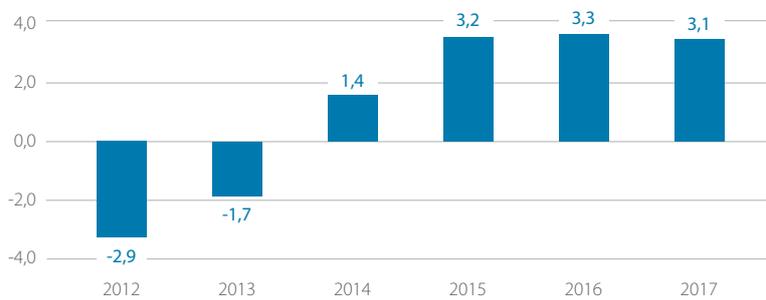
1,7 ↑ Textil +5%



Evolución del Producto Interior Bruto

En el año 2017 el Producto Interior Bruto (PIB) generado por la economía española experimentó un crecimiento anual del 3,1%, modificando la tendencia iniciada en el año 2015, según la última información publicada por el Instituto Nacional de Estadística (INE).

Producto Interior Bruto. Tasas anuales



Fuente: INE
Contabilidad Nacional Trimestral. BASE 2010

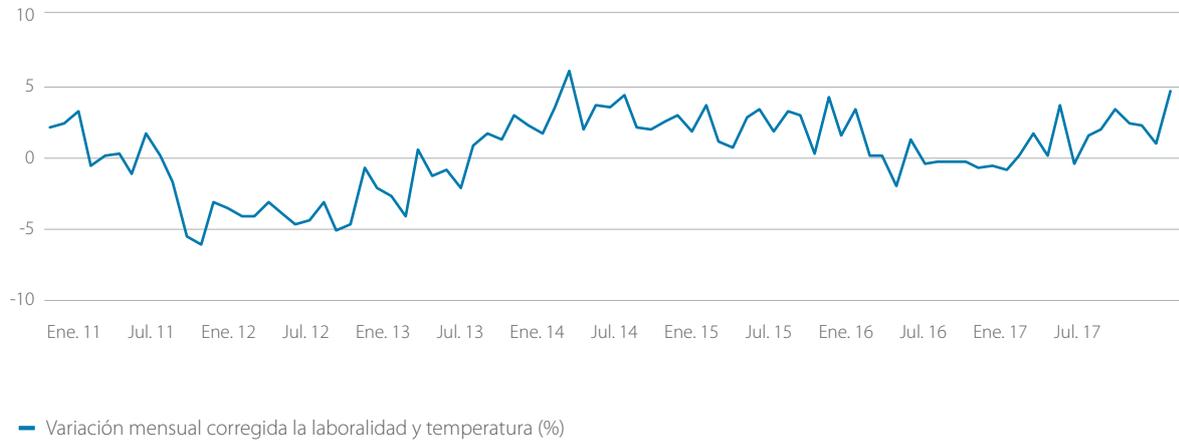
Índice de Grandes Consumidores de REE (IRE)

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.

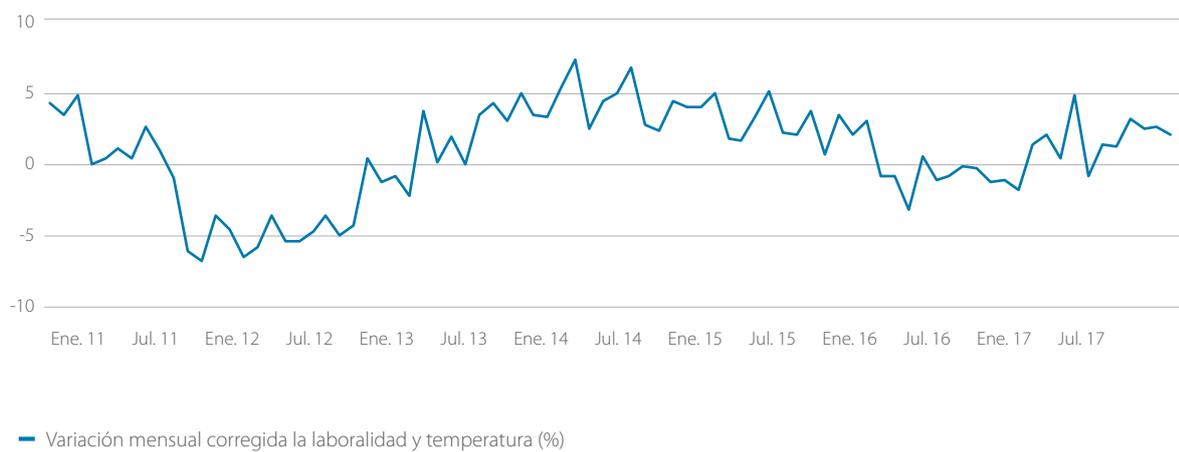
El Índice General de Grandes Consumidores registró una senda de evolución creciente en la mayoría de meses del 2017, con variaciones mensuales comprendidas entre 4,1% y -0,6% respecto a 2016.

Índice de Grandes Consumidores. Mensual



El índice desglosado para las actividades industriales también aumentó en la mayoría de meses del año 2017, con valores comprendidos entre 4,7% y -0,7% respecto al año anterior.

Actividades industriales. Mensual



03



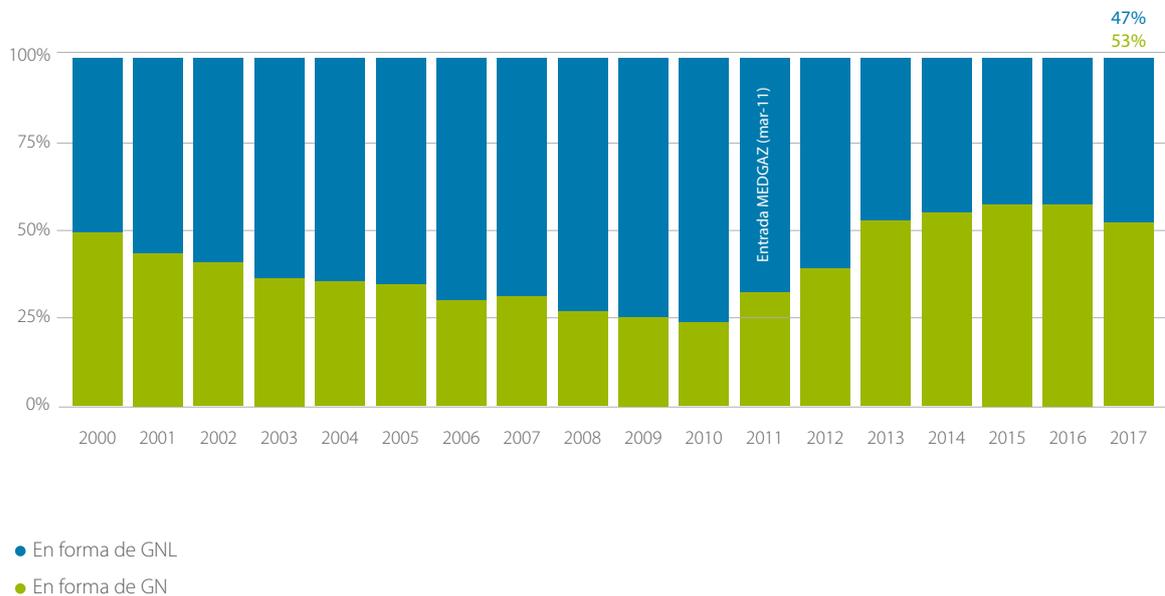
Aprovisionamientos de GN y GNL



En el año 2017 los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 389.701 GWh, lo que supuso un 7% más que en el ejercicio anterior (365.006 GWh).

Por quinto año consecutivo, los suministros en forma de gas natural (GN) superaron a los de gas natural licuado (GNL). La entrada de GN representó un 53% del aprovisionamiento del gas para el Sistema Gasista español y, como en años anteriores, en 2017 se mantuvo un alto grado de diversificación del aprovisionamiento y se recibió gas natural de doce países diferentes.

Evolución de los aprovisionamientos



Entradas al Sistema Gasista español

GWh	2016	2017	2017 s/2016
GN			
CCII Norteafricanas	173.537	161.243	-7%
VIP Pirineos	37.574	44.082	17%
VIP Ibérico	8	15	86%
Nacional	675	419	-38%
Total GN	211.793	205.758	-3%
GNL			
P. Barcelona	36.022	61.421	71%
P. Huelva	38.687	50.188	30%
P. Cartagena	11.837	9.379	-21%
P. Bilbao	18.006	30.284	68%
P. Sagunto	34.998	21.167	-40%
P. Mugarodos	13.664	11.504	-16%
Total GNL	153.213	183.943	20%
Total oferta	365.006	389.701	7%

Las entradas en forma de GN alcanzaron los 205.758 GWh, lo que supuso una disminución del 3% respecto al acumulado del año anterior, que fue de 211.793 GWh.

Por su parte, el aprovisionamiento en forma de GNL creció un 20% con respecto al ejercicio anterior y alcanzó los 183.943 GWh. Las plantas en las que se registraron mayores volúmenes de descarga fueron las de Barcelona, Huelva y Bilbao.

Origen de los suministros

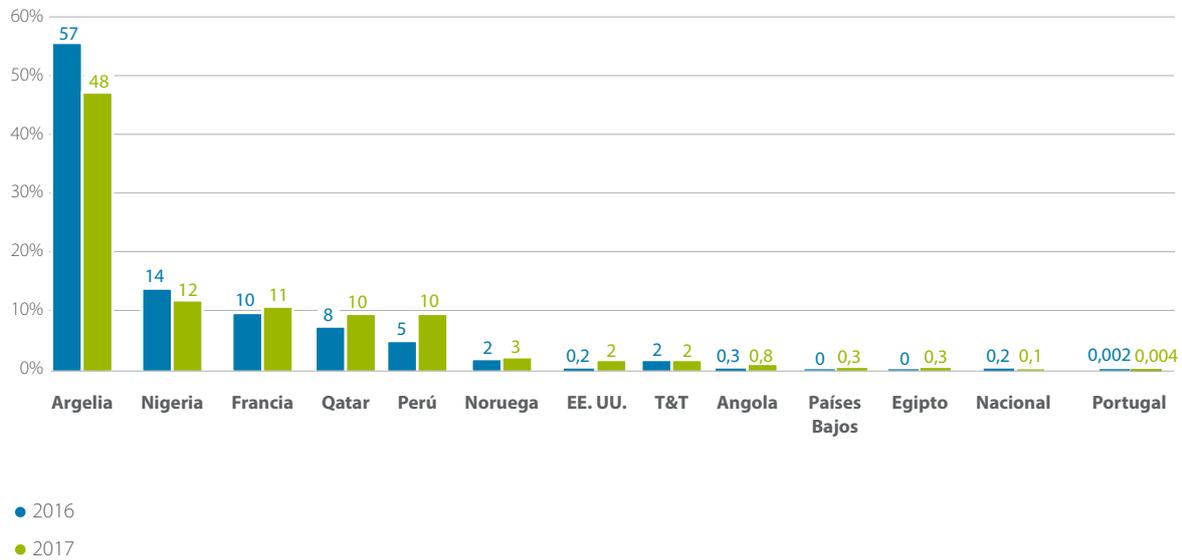
<i>GWh</i>	2016	2017	2017 s/2016
Argelia GN	173.537	161.243	-9%
Argelia GNL	33.499	26.767	-8%
Nigeria GNL	52.762	48.592	-8%
Qatar GNL	28.943	38.977	35%
Perú GNL	19.797	39.441	99%
T&T GNL	7.660	6.117	-20%
Noruega GNL	8.667	10.070	16%
Angola GNL	1.040	3.111	>100%
EE. UU. GNL	846	8.543	>100%
Portugal GN	8	15	86%
Nacional GN	675	419	-38%
Egipto GNL	-	1.127	-
Francia GN	37.574	44.082	17%
Países Bajos GNL	-	1.198	-
Total	365.006	389.701	7%

Por segundo año consecutivo, en 2017 se registró un incremento de la cantidad de GNL procedente de Perú y Noruega. También se observó un aumento del gas proveniente de Qatar. Por su parte, Estados Unidos se consolidó como país proveedor.

Los descensos más significativos se produjeron en los cargamentos procedentes de Argelia, Trinidad y Tobago y Nigeria.

Cabe destacar que a lo largo del año 2017 se incluyeron en la cartera de orígenes de GNL dos nuevos países: Egipto, que no proveía desde el año 2013, y Países Bajos, sin descargas desde 2014.

Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



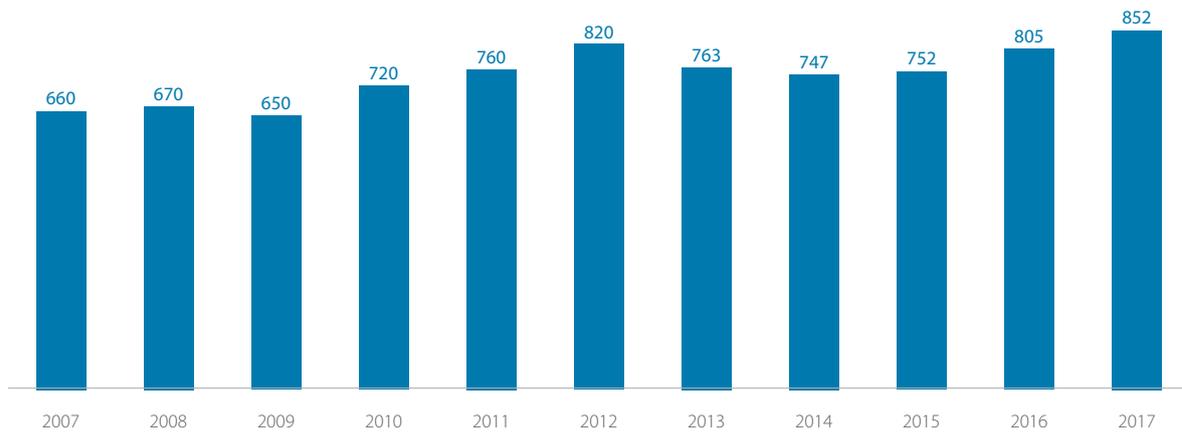
En la cartera de aprovisionamientos, Argelia continuó siendo el principal país de origen de suministro al Sistema Gasista español, aunque en menor medida que en años anteriores, seguido del gas procedente de Nigeria y de Europa a través de Francia.

Descargas de buques de GNL

	2016							2017							Δ año s/ Total GNL descargado
	GNL descargado		Nº buques					GNL descargado		Nº buques					
	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	
Barcelona	36.022	1	2	30	11	-	44	61.421	3	8	37	24	2	74	+71%
Huelva	38.687	-	1	34	11	-	46	50.188	-	3	45	9	-	57	+30%
Cartagena	11.837	-	1	10	2	-	13	9.379	-	-	9	4	-	13	-21%
Bilbao	18.006	-	1	20	-	-	21	30.284	-	-	33	-	-	33	+68%
Sagunto	34.998	-	1	22	28	-	51	21.167	-	1	18	8	-	27	-40%
Mugaridos	13.664	-	-	15	-	-	15	11.504	-	1	10	1	-	12	-16%
Total	153.213	1	6	131	52	-	190	183.943	3	13	152	46	2	216	+20%

Evolución del tamaño medio

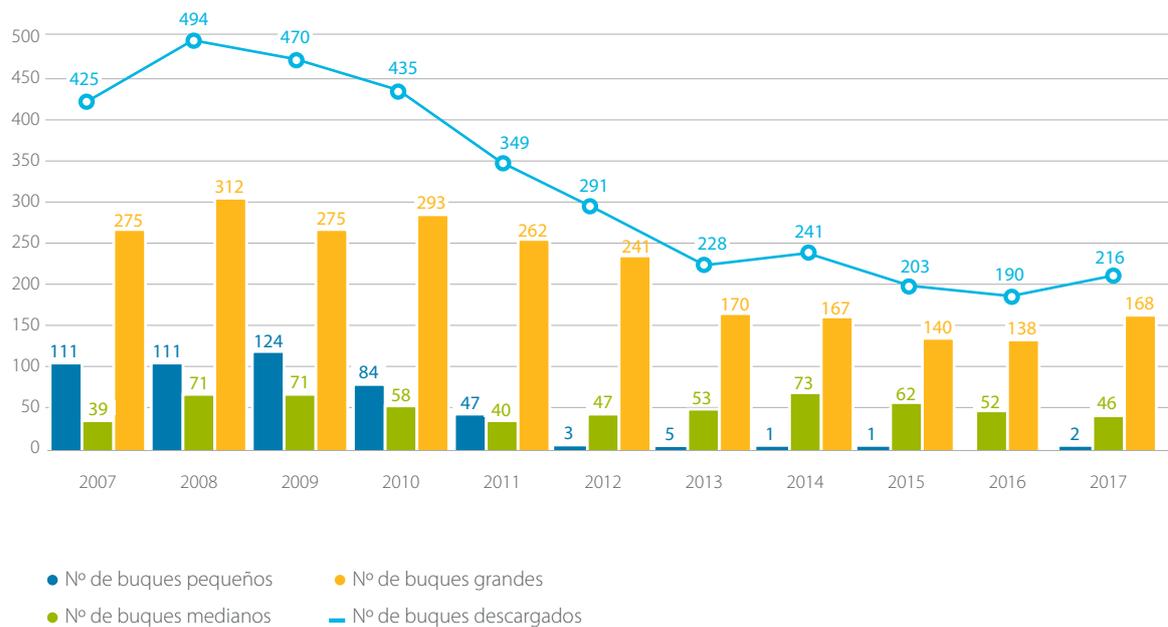
Tamaño medio: GNL descargado (GWh) / N° de buques



En 2017 se contabilizaron un total de 216 descargas de buques metaneros, distribuidas a lo largo de las seis terminales de regasificación del Sistema Gasista español, cifra un 14% superior a la del ejercicio anterior.

El volumen medio descargado por buque fue de 852 GWh en 2017, frente a 805 GWh en 2016.

Evolución del número de buques descargados



En 2017 cada una de las plantas de regasificación recibió gas procedente de al menos cuatro países distintos, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló un mayor número de descargas fue Barcelona, seguida de Huelva y Bilbao.

Descargas por orígenes y plantas de regasificación

Nº de descargas en 2017	Argelia	Nigeria	Qatar	Egipto	T&T	Noruega	EE. UU.	Perú	Países Bajos	Angola	Total	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	26	13	20	-	2	5	2	5	-	1	74	830
Huelva	12	21	12	1	1	1	3	5	-	1	57	880
Cartagena	4	1	-	-	1	1	2	4	-	-	13	721
Bilbao	-	6	-	-	3	4	-	20	-	-	33	918
Sagunto	8	6	3	-	-	-	2	6	2	-	27	784
Mugardos	-	3	4	-	-	-	1	3	-	1	12	959
Total	50	50	39	1	7	11	10	43	2	3	216	852
Tamaño medio descargado (GWh)	535	972	999	1.127	874	915	854	917	599	1.037		

Por orígenes, Argelia y Nigeria fueron los países de los que se recibió un mayor número de cargamentos, 50 buques metaneros de cada uno, seguidos de Perú y Qatar, con 43 y 39 buques, respectivamente.

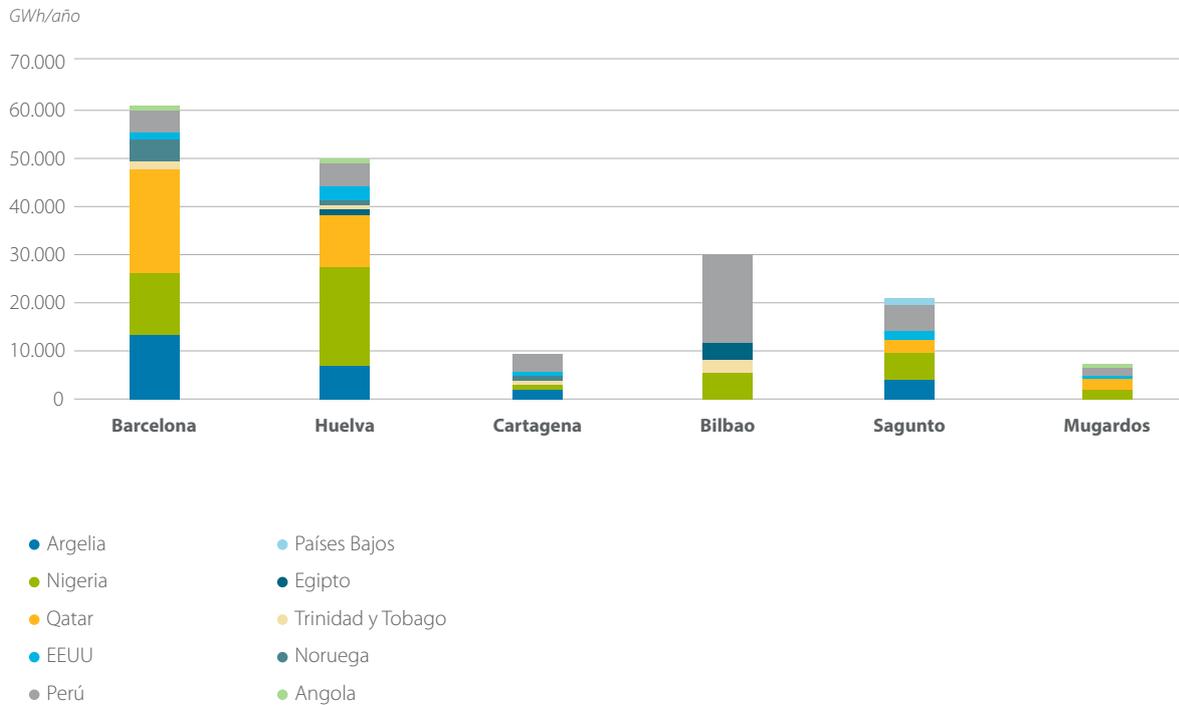
Origen de los suministros



206 GWh

Aprovisionamiento en forma de GN
acumulado durante 2017

Distribución de los orígenes por planta de regasificación



Movimientos de gas en las conexiones de GN

GWh	2016			2017			Δ saldo s/2016
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	
CCII Norteafricanas	173.537	173.537	-	161.243	161.243	-	-7%
VIP Pirineos	30.992	37.574	6.582	43.190	44.082	892	+39%
VIP Ibérico	-36.281	8	36.289	-29.839	15	29.854	-18%
Nacional	675	675	-	419	419	-	-38%
Total	168.923	211.793	42.871	175.013	205.758	30.745	4%

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2017 acumuló 206 TWh, lo que supuso un descenso del 3% respecto al año anterior. En cuanto a las salidas por las interconexiones internacionales, el balance global registró un descenso del 28%. Esta reducción de las exportaciones se produjo tanto en las salidas hacia Francia como hacia Portugal, que disminuyeron un 86% y un 18%, respectivamente.

04



Plantas de regasificación



En 2017 España mantuvo su liderazgo en Europa tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización como en número de plantas.

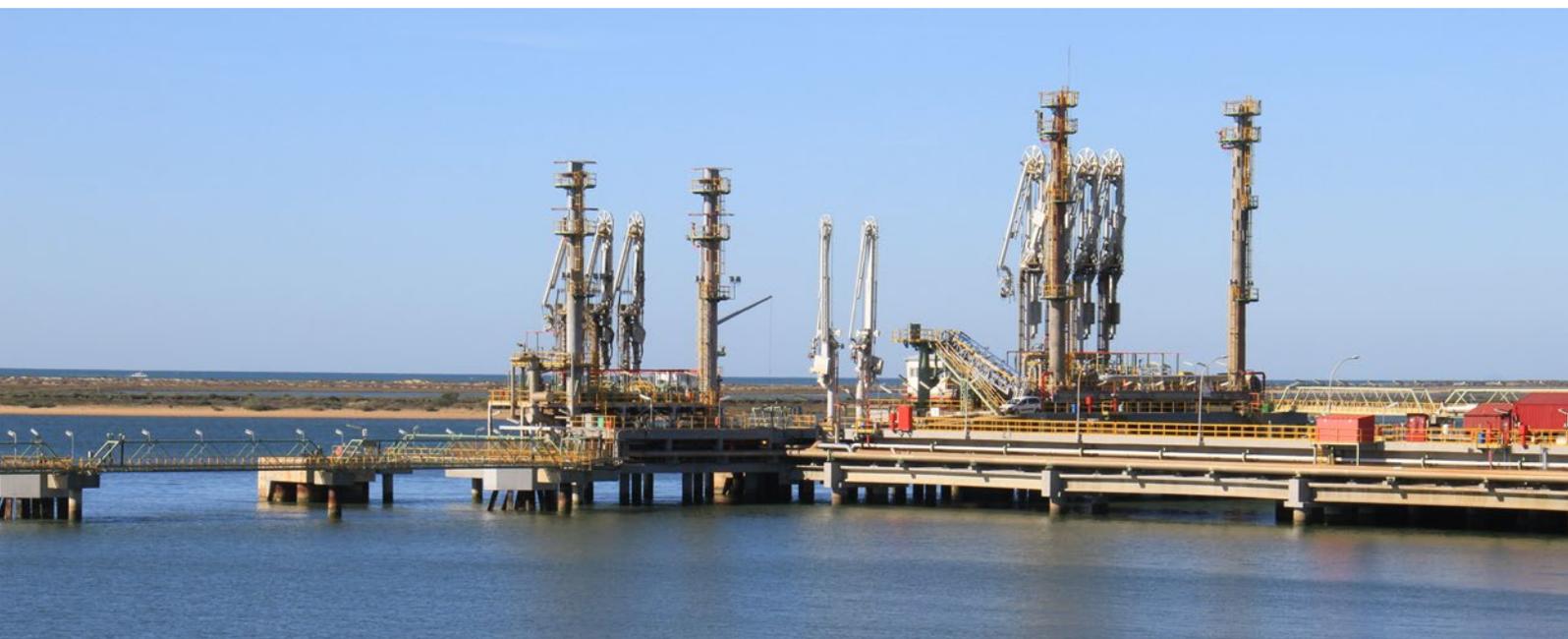
Las características globales de las terminales de regasificación españolas no presentaron variaciones significativas en 2017. La capacidad máxima de vaporización se mantuvo en 6.862.800 Nm³/h, el número de tanques de GNL, en 25, y se continuó operando con ocho atraques capaces de gestionar descargas 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	180.000
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 2017 se observó un incremento en las entradas desde las plantas de regasificación al Sistema. A nivel global, la producción se incrementó un 18%.



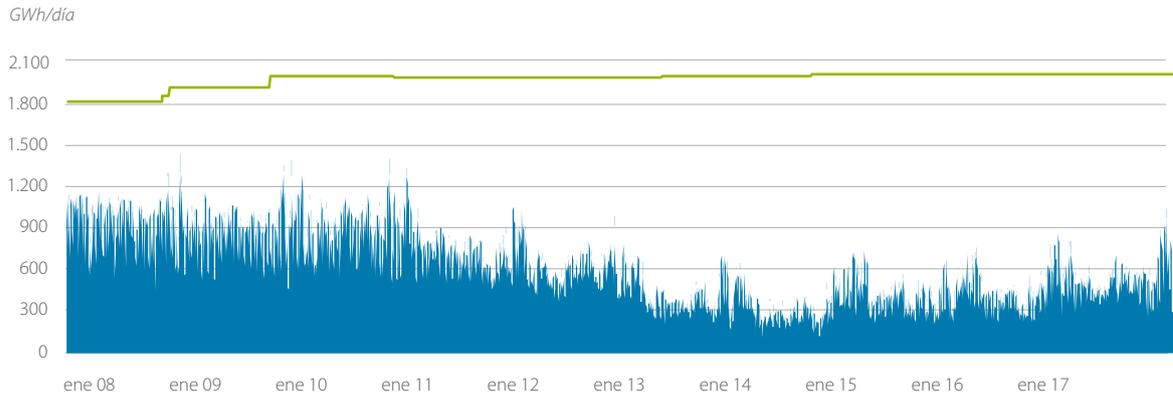
Producción en plantas de regasificación (Regasificación + carga de cisternas)

<i>GWh</i>	2016	2017	Δ s / 2016
Barcelona	36.346	59.954	+65%
Huelva	39.680	48.374	+22%
Cartagena	11.223	9.377	-16%
Bilbao	17.607	29.916	+70%
Sagunto	34.873	21.614	-38%
Mugardos	13.631	11.756	-14%
Total	153.360	180.991	+18%

Los crecimientos más significativos se registraron en las plantas de Bilbao, Barcelona y Huelva, donde la producción fue un 70%, 65% y 22% superior a la de 2016, respectivamente.

La producción media diaria alcanzó los 496 GWh/día y la contratación media los 603 GWh/día. Ambos valores fueron superiores a los de 2016. El uso medio de la contratación se situó en el 82%, un porcentaje similar al registrado en el año anterior.

Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación

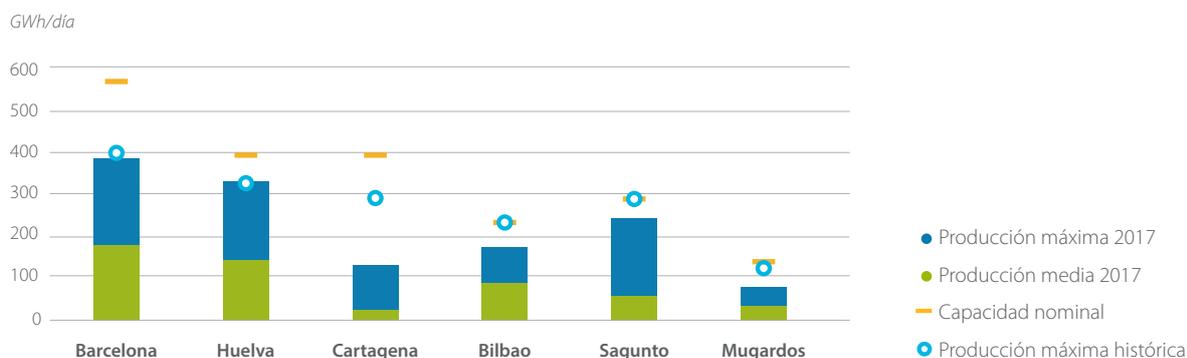


- Producción diaria
- Capacidad nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978	1.978	1.980	1.982	1.986	1.986	1.986
Contratación media diaria GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632	476	491	502	603
% Contratación/ Nominal	70%	68%	64%	53%	43%	32%	24%	25%	25%	30%
Máximo % Contratación/Nominal	76%	75%	79%	66%	56%	39%	34%	39%	42%	53%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592	393	304	387	419	496
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%	62%	64%	79%	83%	82%

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 Bilbao.

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



Carga de cisternas en plantas de regasificación

En 2017 el volumen de cisternas gestionado fue de 11.440 GWh, un 2% más que en 2016. El incremento más destacable se observó en la Planta de Bilbao, con un aumento del 34%, seguido de la Planta de Barcelona y Sagunto, que crecieron un 28% y un 9%, respectivamente.

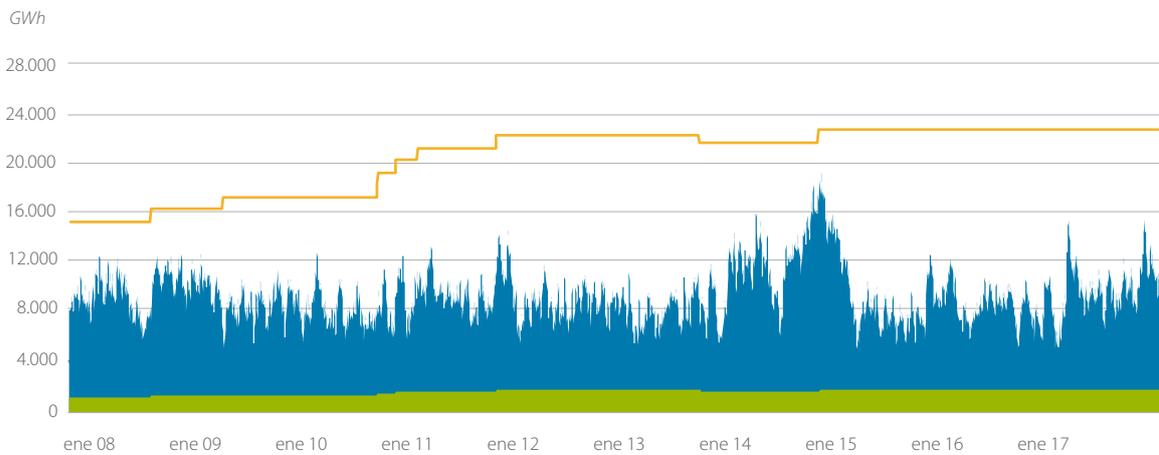
Carga de cisternas en plantas de regasificación

	2016		2017		Δ s/ 2016
	Total GWh	% s/ total 2016	Total GWh	% s/ total 2017	
Barcelona	2.151	19%	2.754	24%	28%
Huelva	2.794	25%	2.809	25%	1%
Cartagena	2.076	18%	2.108	18%	2%
Bilbao	487	4%	651	6%	34%
Sagunto	1.741	15%	1.895	17%	9%
Mugardos	1.984	18%	1.224	11%	-38%
Total	11.232	100%	11.440	100%	2%

Existencias de GNL en tanques de almacenamiento

En el año 2017, las existencias medias en los tanques de almacenamiento alcanzaron un 43% de su capacidad total, cifra superior a la de los dos últimos años.

Evolución de las existencias de GNL en plantas



- Nivel de existencias en tanques
- Talón
- Capacidad nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Nivel medio de existencias (GWh)	9.402	9.002	8.166	9.462	8.741	8.083	12.606	8.673	8.506	9.814
% medio de llenado en tanques	61%	54%	47%	45%	39%	37%	58%	38%	37%	43%

El total de existencias medias diarias almacenadas en tanques ascendió a 9.814 GWh, cifra un 15% superior al valor alcanzado en 2016.

Nivel medio de existencias en tanques de almacenamiento de GNL

GWh	2016			2017			Δ Existencias s/ 2016
	Capacidad nominal 2016	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Capacidad nominal 2017	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	
Barcelona	5.206	1.927	37%	5.206	2.607	50%	35%
Huelva	4.244	1.942	46%	4.244	2.074	49%	7%
Cartagena	4.021	1.067	27%	4.021	1.144	28%	7%
Bilbao	3.083	1.328	43%	3.083	1.579	51%	19%
Sagunto	4.110	1.348	33%	4.110	1.485	36%	10%
Mugardos	2.055	895	44%	2.055	924	45%	4%
Total	22.718	8.506	37%	22.718	9.814	43%	15%

Actividad en plantas de regasificación

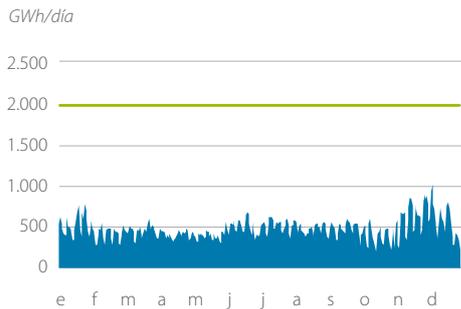
El 21 de abril se realizó en la Planta de Cartagena la primera operación de carga de GNL para uso como combustible del buque (*bunkering*).

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

			2017	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	183.943 216	
	Cargas	GWh nº buques	1.052 5	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	3.316.500	
		GWh	22.718	
	Talón	GWh GNL	1.801	
Existencias medias TKs		GWh	9.814	
Información CONTRATACIÓN	Valor medio	Regasificación	GWh/día 565	
		Cisternas	GWh/día 38	
		% utilización media contratación	82%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	1.986	
		Vaporización	1000 Nm³/h 6.863 GWh/día 1.916	
	Cisternas	GWh/día 70,9		
	Diaria	Récord histórico	GWh/día 1.421	09/01/2009
		media	GWh/día 496	
PRODUCCIÓN periodo		GWh	180.991	

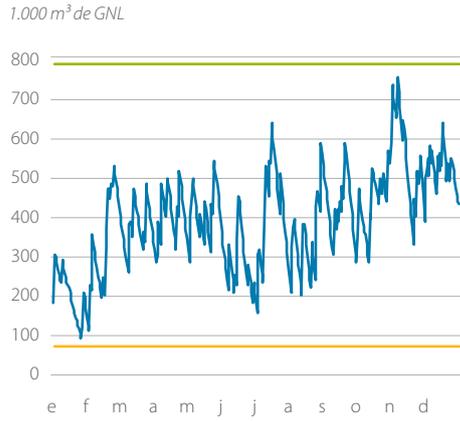


82%

Utilización media de la
contratación de las plantas
de regasificación

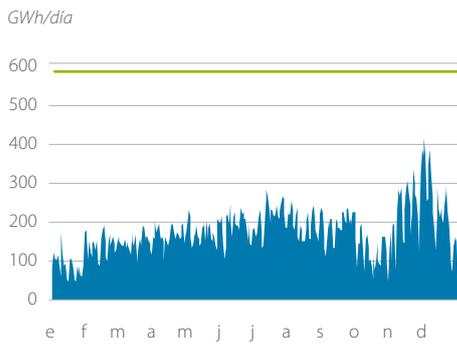
Actividad en la Planta de Barcelona

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

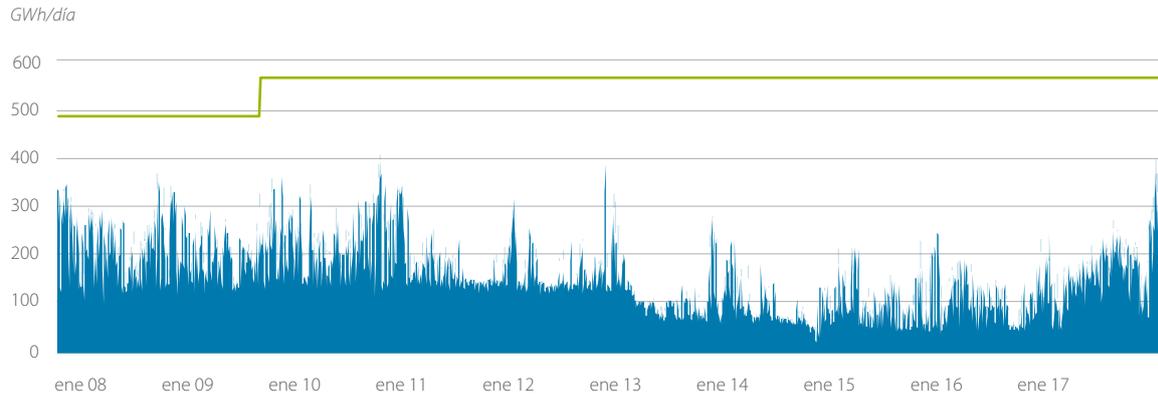
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2017	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	61.421 74	
	Cargas	GWh nº buques	0 0	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL GWh	760.000 5.206	
		Talón GWh GNL	473	
	Existencias medias TKs	GWh	2.607	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	187	
	Cisternas	GWh/día	10	
	% utilización media contratación		83%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	559	
	Nominal	Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	1.950 544
		Cisternas	GWh/día	15,1
	Diaria	Récord histórico	GWh/día	400 30/11/2010
		media	GWh/día	164
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	59.954	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Barcelona

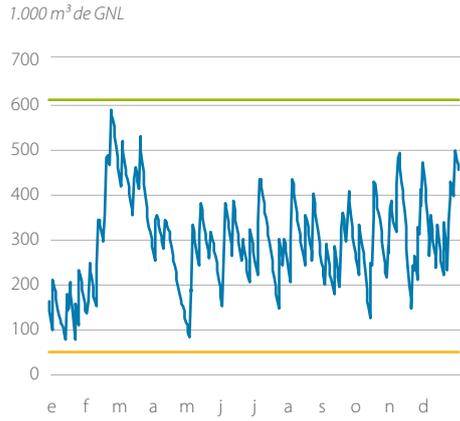


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559	559	559	559	559	559
Contratación media diaria GWh/día	271	310	355	261	231	164	134	133	118	197
Máximo % Contratación/ Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%	34%	41%	43%	81%
Producción media GWh/día	210	197	211	171	157	110	87	97	100	164
Uso medio de la contratación %	78%	64%	60%	66%	68%	66%	64%	72%	83%	83%

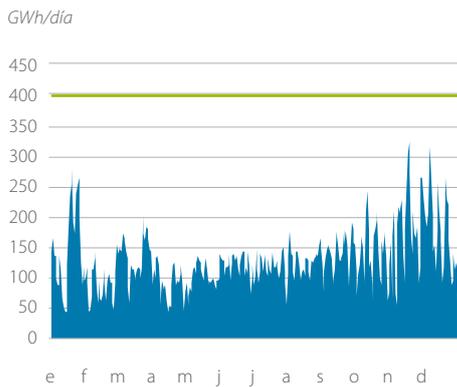
Actividad en la Planta de Huelva

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

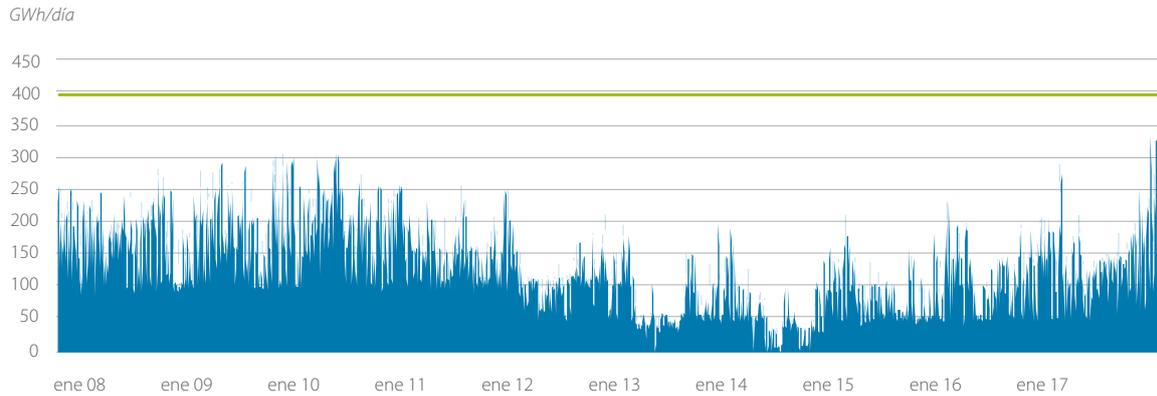
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2017	
Buques GNL	Descargas	GWh	50.188	
		nº buques	57	
Buques GNL	Cargas	GWh	0	
		nº buques	0	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	619.500	
		GWh	4.244	
		Talón GWh GNL	386	
	Existencias medias TKs	GWh	2.074	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	156	
	Cisternas	GWh/día	9	
	% utilización media contratación		80%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	392	
	Nominal	Vaporización 1000 Nm³/h	1.350	
		GWh/día	377	
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15,1
		Récord histórico	GWh/día	330 21/12/2006
media		GWh/día	133	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	48.374	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva

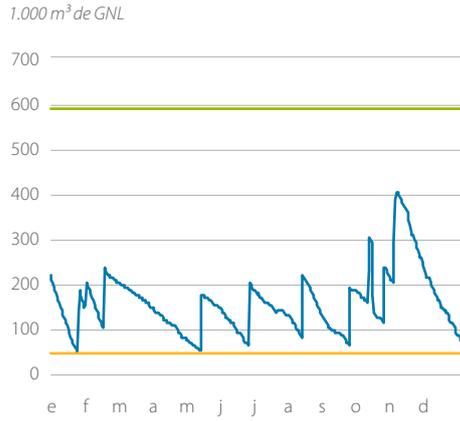


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria GWh/día	263	288	318	260	195	145	106	103	134	165
Máximo % Contratación/ Nominal	98%	105%	98%	101%	70%	58%	42%	48%	56%	86%
Producción media GWh/día	167	164	185	149	109	72	55	80	108	133
Uso medio de la contratación %	64%	57%	58%	57%	56%	50%	50%	78%	81%	80%

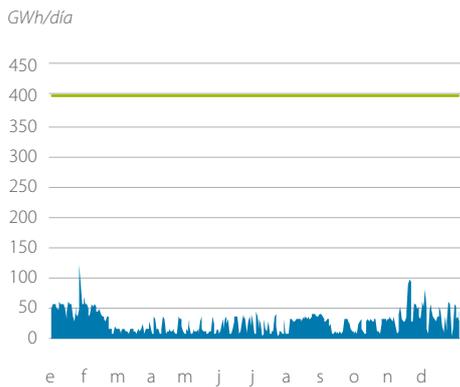
Actividad en la Planta de Cartagena

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

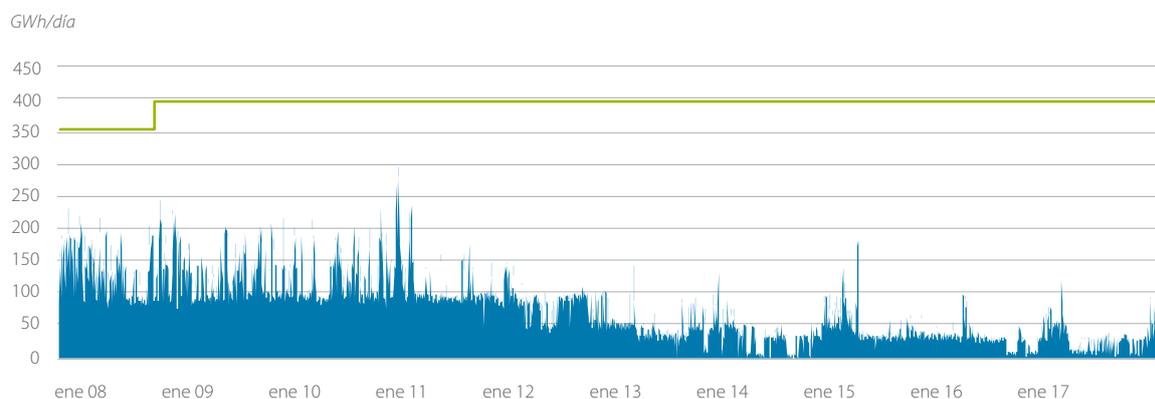
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2017
Buques GNL	Descargas	GWh	9.379
		nº buques	13
Buques GNL	Cargas	GWh	990
		nº buques	2
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	587.000
		GWh	4.021
	Talón	GWh GNL	356
	Existencias medias TKs	GWh	1.144
Información CONTRATACIÓN	Valor medio	Regasificación	GWh/día 23
		Cisternas	GWh/día 6
		% utilización media contratación	88%
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día 392
		Vaporización	1000 Nm³/h 1.350
		GWh/día 377	
	Diaria	Cisternas	GWh/día 15,1
		Récord histórico	GWh/día 295 27/01/2011
	media	GWh/día 26	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh 9.377	

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Cartagena

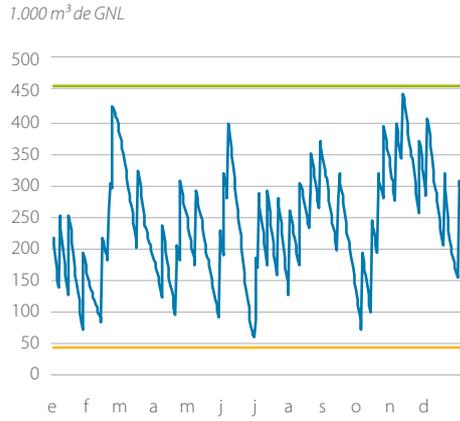


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria GWh/día	216	193	167	145	92	60	41	48	37	29
Máximo % Contratación/ Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%	25%	44%	20%	28%
Producción media GWh/día	129	122	116	108	80	44	33	43	31	26
Uso medio de la contratación %	60%	64%	70%	75%	88%	73%	87%	90%	76%	88%

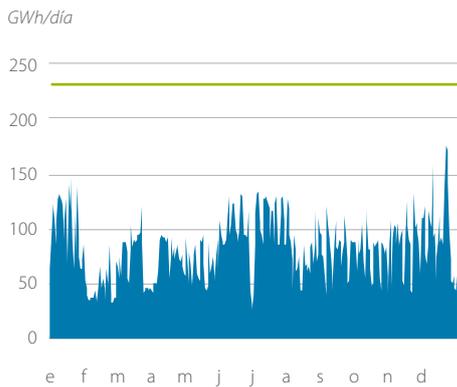
Actividad en la Planta de Bilbao

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

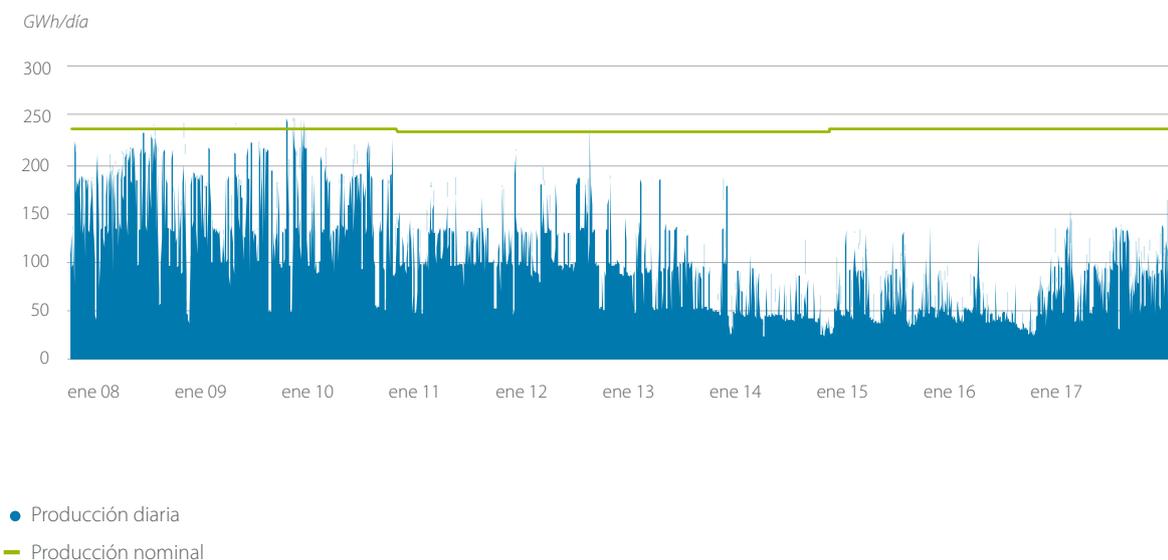
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2017	
Buques GNL	Descargas	GWh	30.284	
		nº buques	33	
Buques GNL	Cargas	GWh	0	
		nº buques	0	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	450.000	
		GWh	3.083	
	Talón	GWh GNL	280	
	Existencias medias TKs	GWh	1.579	
Información CONTRATACIÓN	Valor medio	Regasificación	GWh/día	
				98
		Cisternas	GWh/día	2
	% utilización media contratación		82%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	228
		Vaporización	1000 Nm³/h	800
		GWh/día	223	
	Diaria	Cisternas	GWh/día	4,5
		Récord histórico	GWh/día	238 06/01/2010
	media	GWh/día	82	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	29.916	

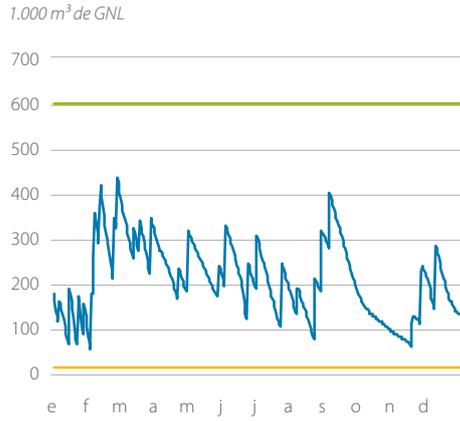
Evolución de la producción y contratación en la Planta de Bilbao



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223	223	223	224	228	228	228
Contratación media diaria GWh/día	187	199	176	144	145	116	66	73	60	100
Máximo % Contratación/ Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%	50%	72%	53%	79%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110	80	47	59	48	82
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%	69%	75%	81%	78%	82%

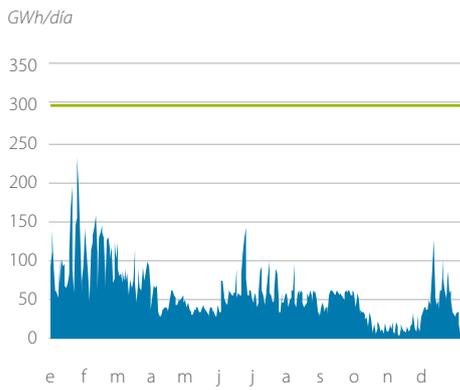
Actividad en la Planta de Sagunto

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

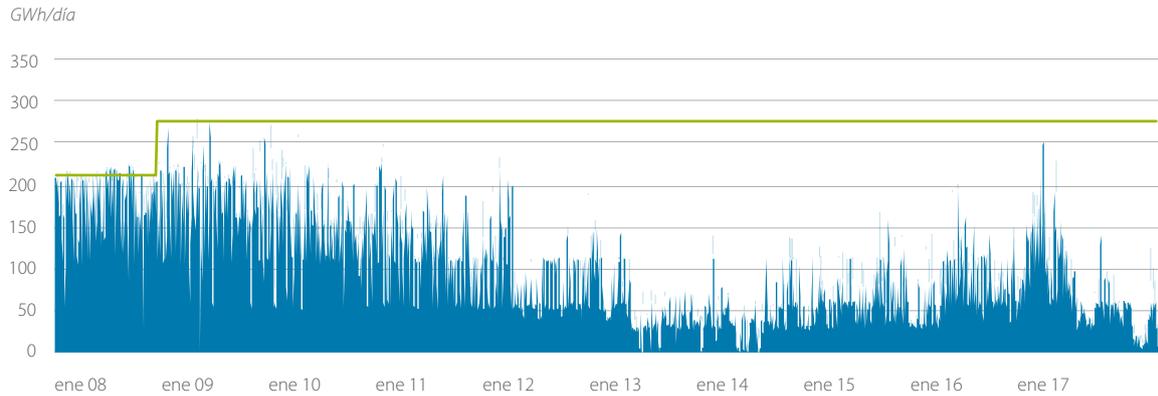
Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2017	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	21.167 27	
	Cargas	GWh nº buques	0 0	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL GWh	600.000 4.110	
		Talón GWh GNL	183	
	Existencias medias TKs	GWh	1.485	
Información CONTRATACIÓN	Valor medio	Regasificación	GWh/día 67	
		Cisternas	GWh/día 6	
		% utilización media contratación	81%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día 290	
		Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día 1.000 279	
	Cisternas	GWh/día 10,5		
	Diaria	Récord histórico	GWh/día 292	16/04/2009
		media	GWh/día 59	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh 21.614		

Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto

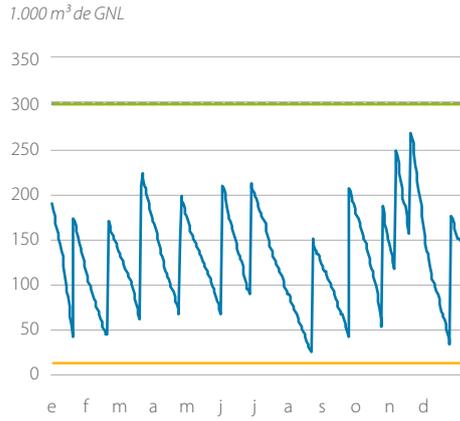


- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Contratación media diaria GWh/día	224	243	184	160	125	90	85	81	105	74
Máximo % Contratación/ Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%	45%	95%	88%	75%
Producción media GWh/día	182	179	154	118	87	45	47	62	95	59
Uso medio de la contratación %	81%	74%	85%	73%	70%	51%	54%	76%	88%	81%

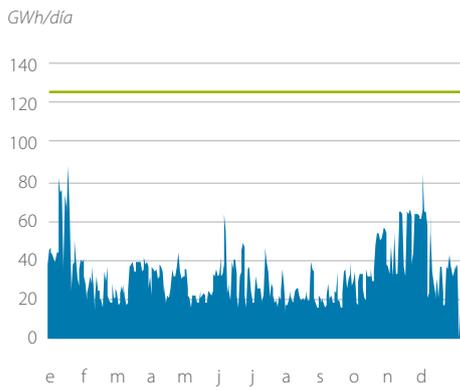
Actividad en la Planta de Mugarodos

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

2017

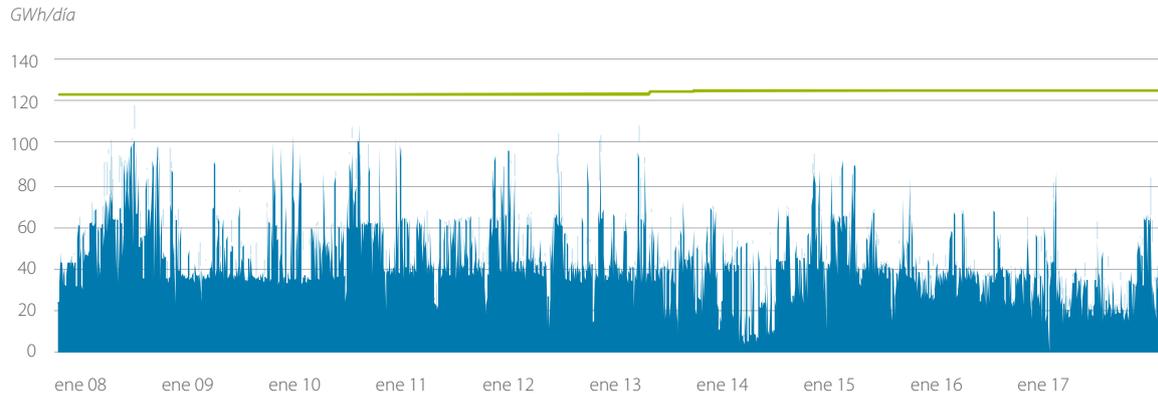
Buques GNL	Descargas	GWh	11.504
		nº buques	12
	Cargas	GWh	62
		nº buques	3

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000
		GWh	2.055
		Talón GWh GNL	123
	Existencias medias TKs	GWh	924

Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	34
	Cisternas	GWh/día	4
	% utilización media contratación		84%

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	126
		Vaporización	1000 Nm³/h	413
		GWh/día	115	
	Diaria	Cisternas	GWh/día	10,5
		Récord histórico	GWh/día	118 11/09/2008
		media	GWh/día	32
PRODUCCIÓN periodo		GWh	11.756	

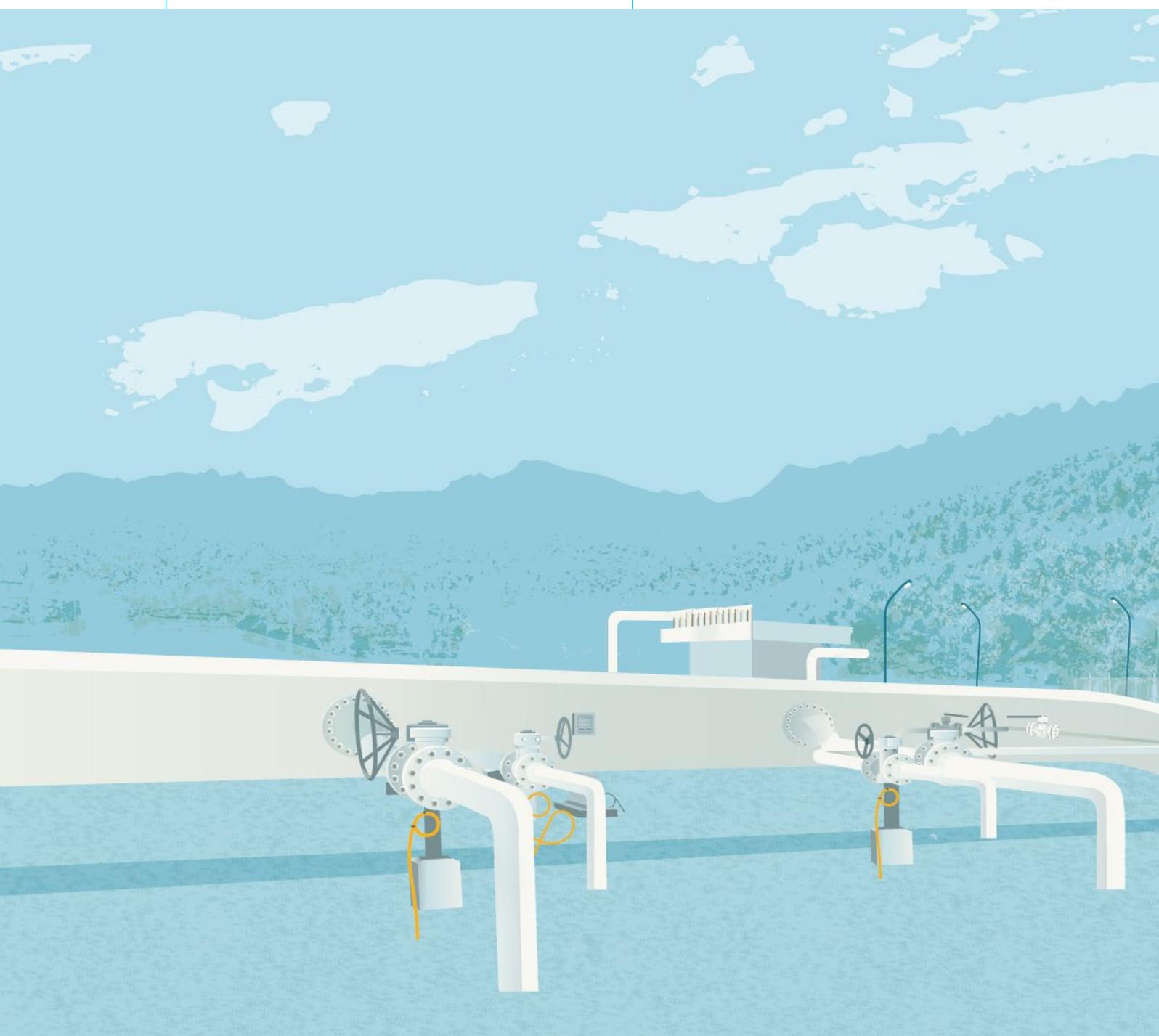
Evolución de la producción y contratación en la Planta de Mugardos



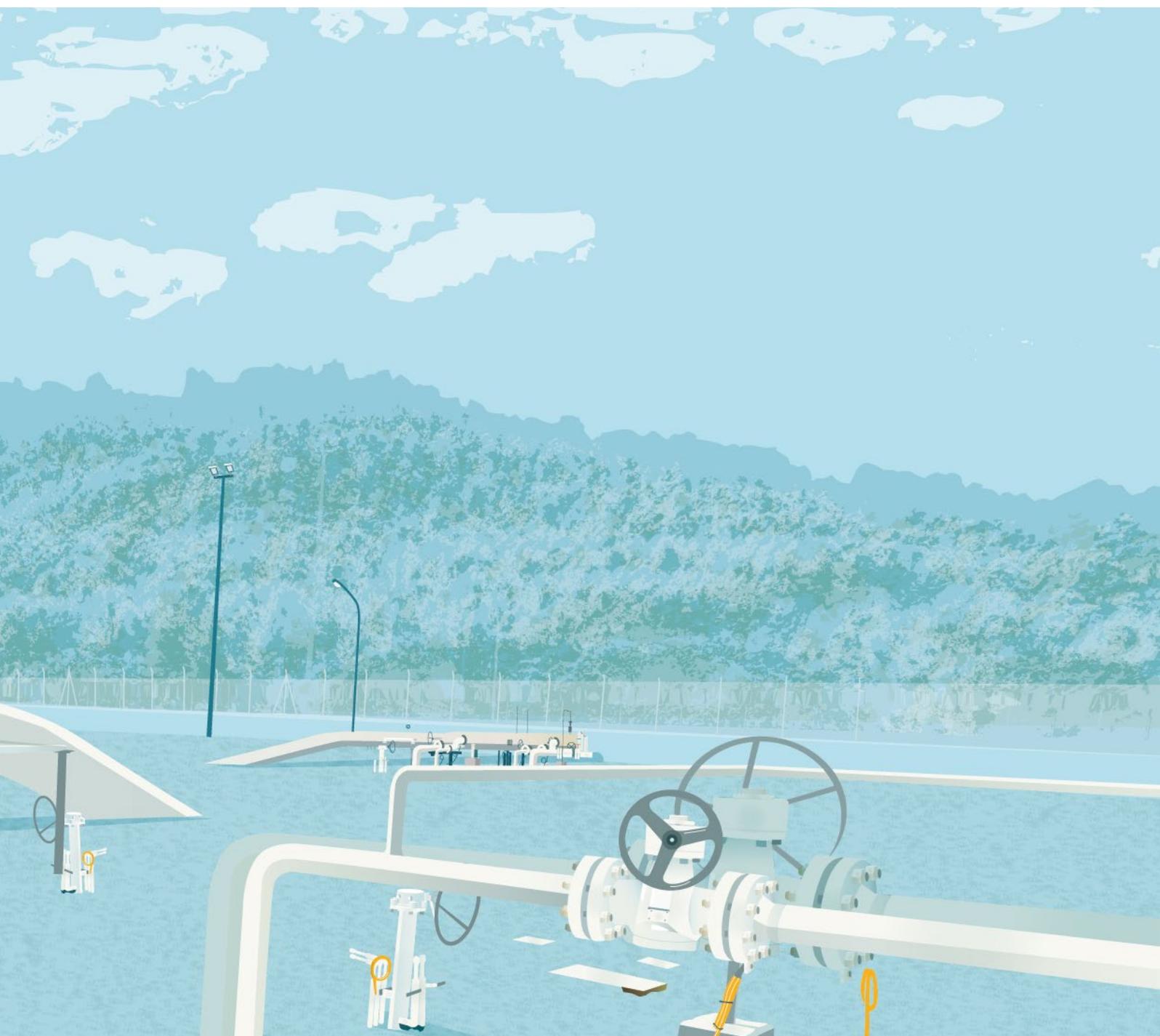
- Producción diaria
- Producción nominal

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	122	122	122	122	122	124	126	126	126	126
Contratación media diaria GWh/día	101	77	77	74	66	58	46	52	48	38
Máximo % Contratación/ Nominal	91%	87%	95%	89%	81%	81%	59%	97%	42%	81%
Producción media GWh/día	59	44	53	49	49	42	36	45	37	32
Uso medio de la contratación %	59%	60%	68%	66%	74%	74%	81%	86%	79%	84%

05



Conexiones internacionales



En 2017 el Sistema recibió 205.339 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales y exportó 30.745 GWh, cifras un 3% y un 28% inferiores que el año anterior, respectivamente.

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 los diferentes horizontes temporales.

El 6 de marzo de 2017 se realizó la subasta de productos anuales. El 7 de agosto y el 6 de noviembre se celebraron las dos primeras subastas de productos trimestrales para el año de gas de octubre de 2017 a septiembre de 2018. Por su parte, las subastas de productos mensuales se realizaron el tercer lunes del mes anterior al mes a subastar.

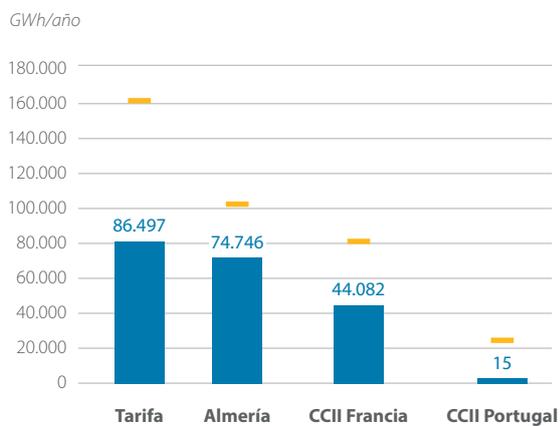
Las subastas de capacidad diaria e intradiaria, coordinada y no coordinada, de capacidad firme e interrumpible en las conexiones internacionales con Europa llevan celebrándose desde el 1 de noviembre de 2015.

29.854 GWh

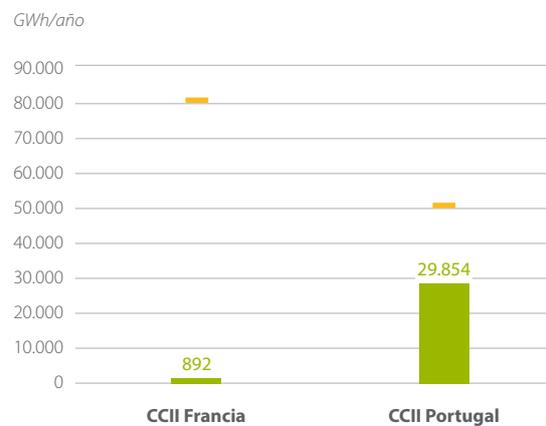
Gas natural exportado a través
de la CCI de Portugal en 2017

Importación y exportación

GWh	Importación			Exportación		
	2016	2017	Δ s/ 2016	2016	2017	Δ s/ 2016
Tarifa	97.920	86.497	- 12%	-	-	-
Almería	75.617	74.746	- 1%	-	-	-
CCII Francia	37.574	44.082	17%	6.582	892	- 86%
CCII Portugal	8	15	86%	36.289	29.854	- 18%
Total	211.119	205.339	- 3%	42.871	30.745	- 28%



● Importación 2017
— Nominal 2017



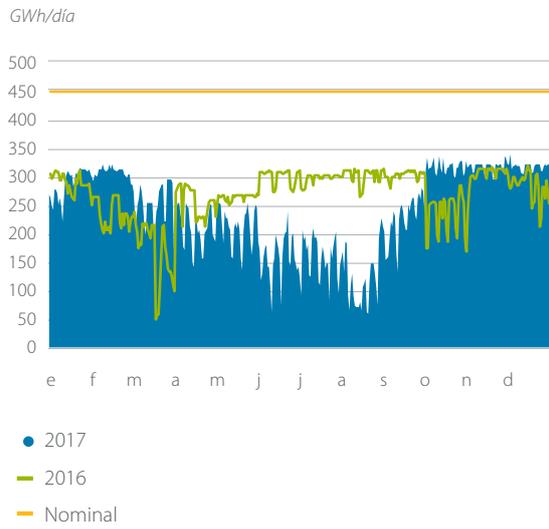
● Exportación 2017
— Nominal 2017

Conexiones internacionales con el norte de África

En 2017 la importación por las conexiones internacionales con el norte de África alcanzó los 161.243 GWh.

Movimientos físicos

Entradas por Tarifa



Entradas por Almería

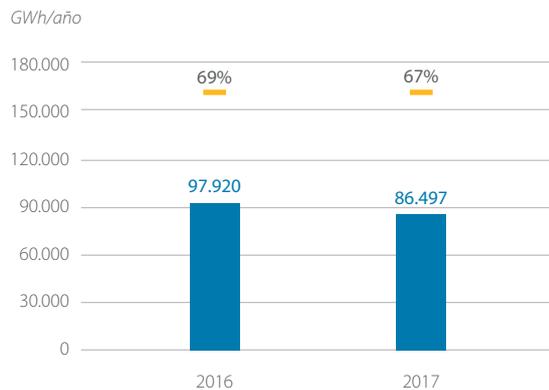


La cantidad de gas importado a través de las conexiones internacionales de Tarifa y Almería en 2017 fue un 7% inferior a 2016.

Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Tarifa alcanzaron los 86.497 GWh, un 12% menos que en el año anterior; y el gas importado a través de la Conexión Internacional de Almería fue de 74.746 GWh, lo que supuso un descenso del 1% respecto a 2016.

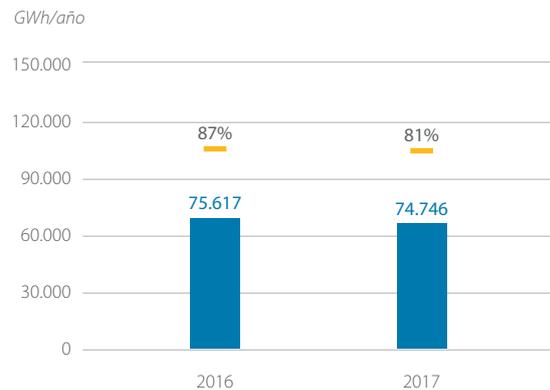
Importación y exportación

CI Tarifa



● Importación 2017
— Nominal 2017
% contratación vs. nominal

CI Almería



● Importación 2017
— Nominal 2017
% contratación vs. nominal

El nivel de contratación en las conexiones internacionales del norte de África fue un 4% inferior al de 2016.

El porcentaje de capacidad contratada sobre la capacidad nominal fue de un 67% en Tarifa y un 81% en Almería.

Contratación

GWh	2016			2017		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Tarifa	162.442	111.876	69%	161.998	109.061	67%
Almería	106.050	92.235	87%	105.760	86.183	81%
Total	268.492	204.111	76%	267.758	195.244	73%

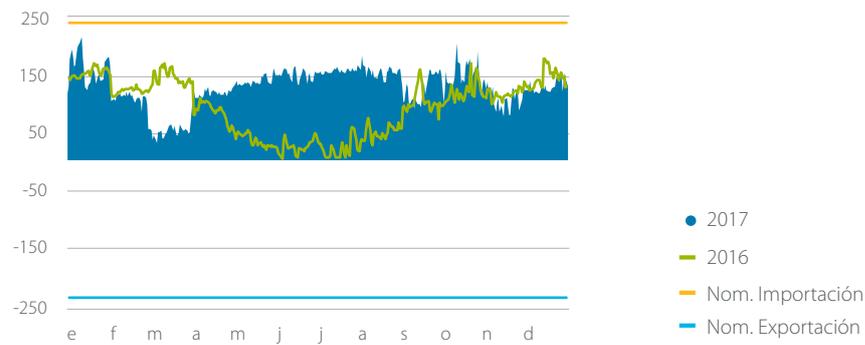
Conexiones internacionales con Francia

En 2017 las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 44.082 GWh, lo que supuso una utilización del 75% de la capacidad contratada.

Los flujos importadores desde Francia experimentaron un aumento del 17% respecto al año anterior. Sin embargo, las exportaciones se redujeron.

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)

GWh/día



La capacidad de importación contratada con Francia fue de 58.505 GWh, un 6% inferior a 2016.

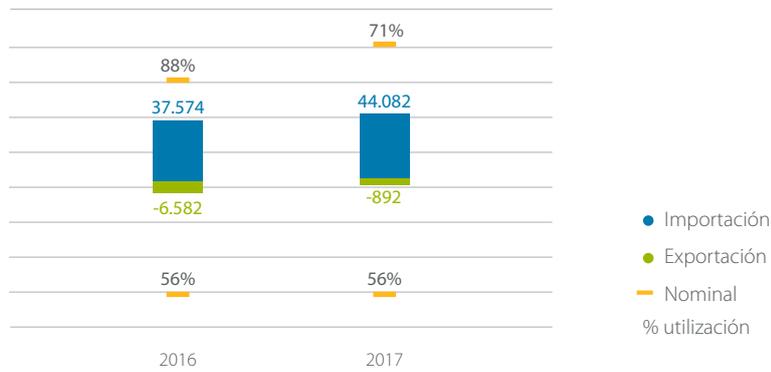
Por su parte, la capacidad de exportación contratada se situó en 46.146 GWh, lo que representó una contratación media del 56% de la capacidad nominal.

44.082 GWh

Gas natural importado a través de las conexiones internacionales con Francia en 2017

Importación y exportación

GWh/año



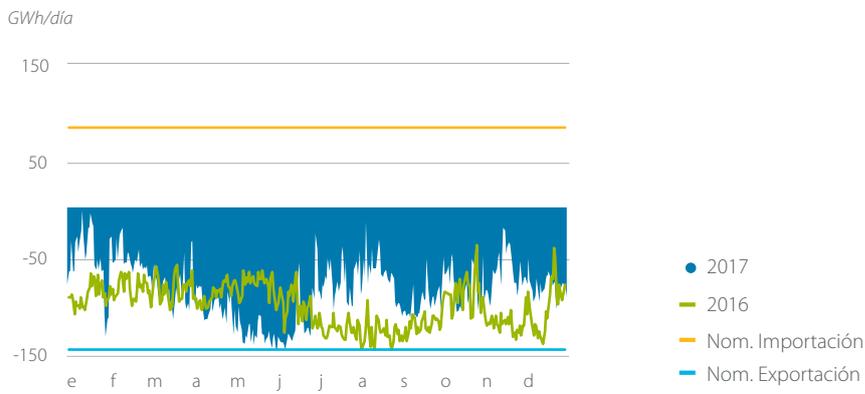
Contratación

GWh	2016			2017		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Importación CCII Francia	62.530	54.953	88%	82.125	58.505	71%
Exportación CCII Francia	82.350	46.273	56%	82.125	46.146	56%

Conexiones internacionales con Portugal

Las exportaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal fueron de 29.854 GWh en 2017, un 18% menos que el año anterior.

Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



Importación y exportación



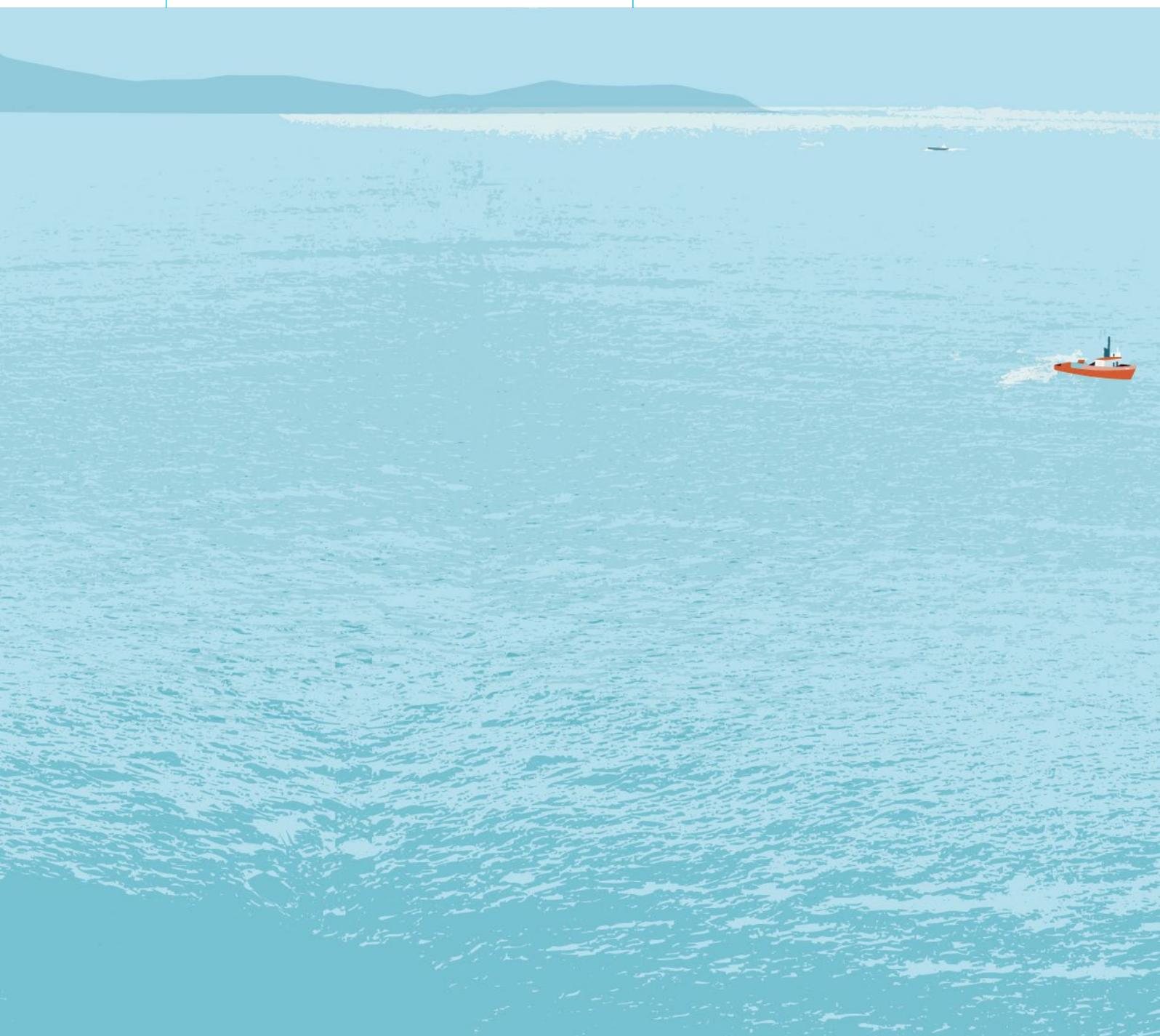


En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 42.720 GWh, equivalentes al 81% de su capacidad nominal. Así, durante 2017 el porcentaje de capacidad contratada en sentido España-Portugal se redujo un 5% respecto al año anterior.

Contratación

GWh	2016			2017		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Importación CCII Portugal	29.356	8	0,03%	29.276	15	0,05%
Exportación CCII Portugal	52.841	45.191	86%	52.697	42.720	81%

06



Almacенamientos subterráneos



Durante el año 2017 la capacidad total de almacenamiento subterráneo se incrementó en 893 GWh.

De los 893 GWh, 420 GWh correspondieron a gas colchón y 473 GWh al aumento de la capacidad útil. Ambos tuvieron lugar en Yela.

En 2017 la inyección acumuló 8.295 GWh, lo que supuso un incremento de un 27% respecto al ejercicio anterior. Al finalizar el periodo de inyección, el nivel de llenado alcanzó el 79% de la capacidad útil.

Por su parte, la extracción acumulada fue de 5.192 GWh, un 29% menos que en 2016.

Capacidad en AASS

Diciembre 2017	GWh
Total	61.702
Colchón	30.001
Útil	31.701

79%

Nivel de llenado útil tras finalizar el período de inyección

Capacidad operativa máxima	GWh/día
Capacidad de inyección	127
Capacidad de extracción	215

Seguimiento de existencias en AASS

Existencias en AASS

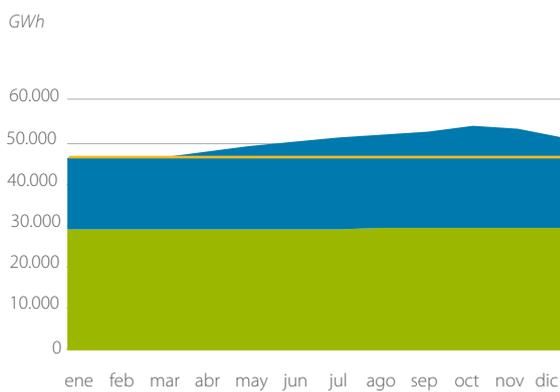
Diciembre	2016	2017
GWh	Real	Cierre
Total	48.966	52.069
Gas colchón	29.581	30.001
Existencias estratégicas	17.034	17.143
Gas operativo	2.351	4.925

Inyección / Extracción en AASS

	2016	2017	
GWh	Real	Cierre	Δ s/2016
Inyección total	6.512	8.295	27%
Inyección gas colchón Yela	1.365	420	-69%
Extracción	7.271	5.192	-29%

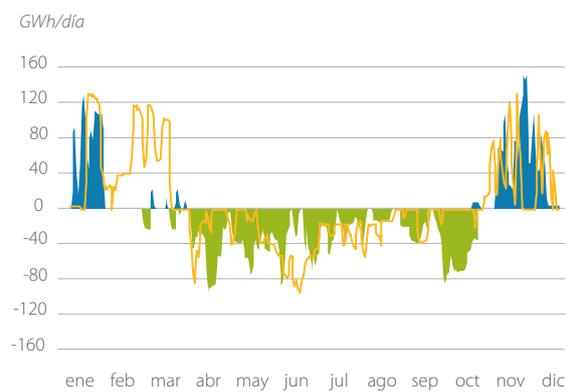
Evolución de existencias y de los ciclos inyección-extracción

Existencias en AASS



- Gas útil
- Gas colchón
- Existencias estratégicas

Inyección / Extracción en AASS



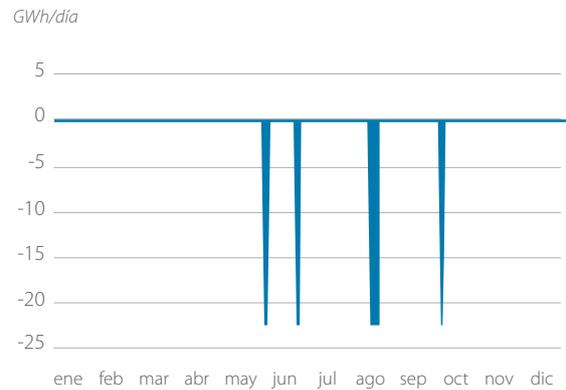
- Extracción
- Inyección
- Año interior

En 2017 la capacidad de gas colchón del Almacenamiento Yela pasó de 6.605 GWh a 7.025 GWh.

La inyección de este gas se realizó entre los meses de mayo y septiembre.

Se incrementaron las capacidades técnicas de extracción de los almacenamientos Yela y Marismas. Asimismo, en este último, se amplió la capacidad técnica de inyección.

Inyección física de gas colchón en Yela



Gestión total del almacenamiento subterráneo en 2017

		ene	feb	mar	abr
Capacidad de AASS	GWh	60.809	60.809	60.809	61.702
Capacidad de colchón	GWh	29.581	29.581	29.581	30.001
Existencias iniciales	GWh	48.966	46.873	46.980	47.018
Gas colchón		29.581	29.581	29.581	29.581
Gas útil		19.385	17.292	17.399	17.437
Inyección (neta)	GWh/mes	0	107	175	1.415
Inyección media diaria	GWh/día	0	4	6	47
Extracción (bruta)	GWh/mes	2.093	0	137	0
Extracción media diaria	GWh/día	68	0	4	0
Existencias finales	GWh	46.873	46.980	47.018	48.433
Gas colchón		29.581	29.581	29.581	29.581
Gas útil		17.292	17.399	17.437	18.852
Existencias estratégicas	GWh	17.034	17.034	17.034	17.143

Contratación en almacenamientos subterráneos

La capacidad contratada en los almacenamientos subterráneos a 31 de diciembre ascendió a 24.344 GWh, cifra equivalente a 22 días de la demanda diaria media invernal durante 2017.

Además, los almacenamientos subterráneos cumplieron una función clave en el Sistema Gasista permitiendo 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.

El Sistema Gasista español contó en 2017 con 17.143 GWh de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico.

may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	2017
61.702	61.702	61.702	61.702	61.702	61.702	61.702	61.702	
30.001	30.001	30.001	30.001	30.001	30.001	30.001	30.001	
48.433	49.911	51.066	51.960	52.541	53.246	54.993	53.959	
29.581	29.669	29.746	29.746	29.910	30.001	30.001	30.001	
18.852	20.242	21.320	22.214	22.631	23.245	24.992	23.958	
1.478	1.156	894	581	705	1.784	0	0	8.295
48	39	29	19	23	58	0	0	
0	0	0	0	0	37	1.034	1.889	5.192
0	0	0	0	0	1	34	61	
49.911	51.066	51.960	52.541	53.246	54.993	53.959	52.069	
29.669	29.746	29.746	29.910	30.001	30.001	30.001	30.001	
20.242	21.320	22.214	22.631	23.245	24.992	23.958	22.068	
17.143								

07



Transporte de gas



A finales de 2017 el Sistema Gasista contaba con 13.361 km de gasoductos. Obtuvieron Actas de Puesta en Marcha dos gasoductos de transporte secundario.

Infraestructuras de transporte secundario

Yeles-Seseña

Gasoducto incluido 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'. Tiene una presión máxima de servicio de 59 bares, una longitud de 9 km y un diámetro de 8".

Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo

Este gasoducto está 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' (incorporado en infraestructuras primarias debido a que la presión máxima de operación a la que se autorizó fue de 80 bares). Actualmente, cuenta con una presión máxima de servicio de 49,5 bares, una longitud de 12 km y un diámetro de 8".

El titular de ambas infraestructuras es Redexis Gas, S.A.

A finales del año 2017 el Sistema Gasista contaba con 11.369 km de gasoductos de transporte primario, y un total de 13.361 km incluyendo los secundarios.

13.361 km

Gasoducto de transporte primario y secundario en el Sistema Gasista español a finales de 2017

Nuevas infraestructuras de transporte en 2017

P.O. 08/16

	Acta Puesta en Marcha	Longitud (km)	Presión (bar)	Diámetro (")
Infraestructuras transporte secundario				
Yeles - Seseña	5-jul	9	59	8
Villacarrillo - Villanueva del Arzobispo	7-jul	12	49,5	8

Mapa de infraestructuras de transporte



— Acta de Puesta en Marcha de infraestructuras en 2017

⊖ Pendiente tras el Real Decreto-Ley 13/2012

Incorporación de infraestructuras

1. Yeles-Seseña 2. Villacarrillo- Villanueva del Arzobispo

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 2017 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.

Gas de operación y gas talón

De acuerdo con el Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, en 2017 se reconoce como coste liquidable del Sistema Gasista un porcentaje del 20% de gas de operación para autoconsumo en plantas de regasificación.

La adquisición de gas de operación sufragado por el Sistema se realizó según la Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, en la que se establece el procedimiento de adquisición de dicho gas por parte del Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de Gas.

En la Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se estableció el volumen de gas de operación y gas talón destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamientos subterráneos básicos para el periodo 2017-2018. En cumplimiento con lo establecido en la disposición transitoria quinta de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, en 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 el 2016, el excedente de mermas almacenado como gas de maniobra por el Gestor Técnico del Sistema a 1 de febrero de 2017, cuantificado en 50 GWh, se destinó a gas talón y gas de operación de la siguiente forma:

- 356.141 kWh destinados a gas talón de los gasoductos Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo y Villanueva del Arzobispo-Castellar, ambos propiedad de Redexis Gas, S.A.
- 49.643.859 kWh destinados a reducir las necesidades de gas de operación durante el periodo comprendido entre el 15 de diciembre de 2017 y el 15 de febrero de 2018, de acuerdo con las necesidades de las instalaciones y el nivel de precios.

Notas de Operación

A lo largo de 2017 se publicaron cinco Notas de Operación:

- Declaración de situación de operación excepcional de nivel 0 por "Ola de Frío".
- Incidente en la estación de regulación y medida de la posición 41.10 (Irún).
- Incidente en el gasoducto Totana-Murcia de 10" entre las posiciones 15.28.01 (Santomera) y 15.28.02 (Espinardo).
- Limitación en el transporte del área noroeste.
- Indisponibilidad de la planta de Reganosa por mantenimiento.



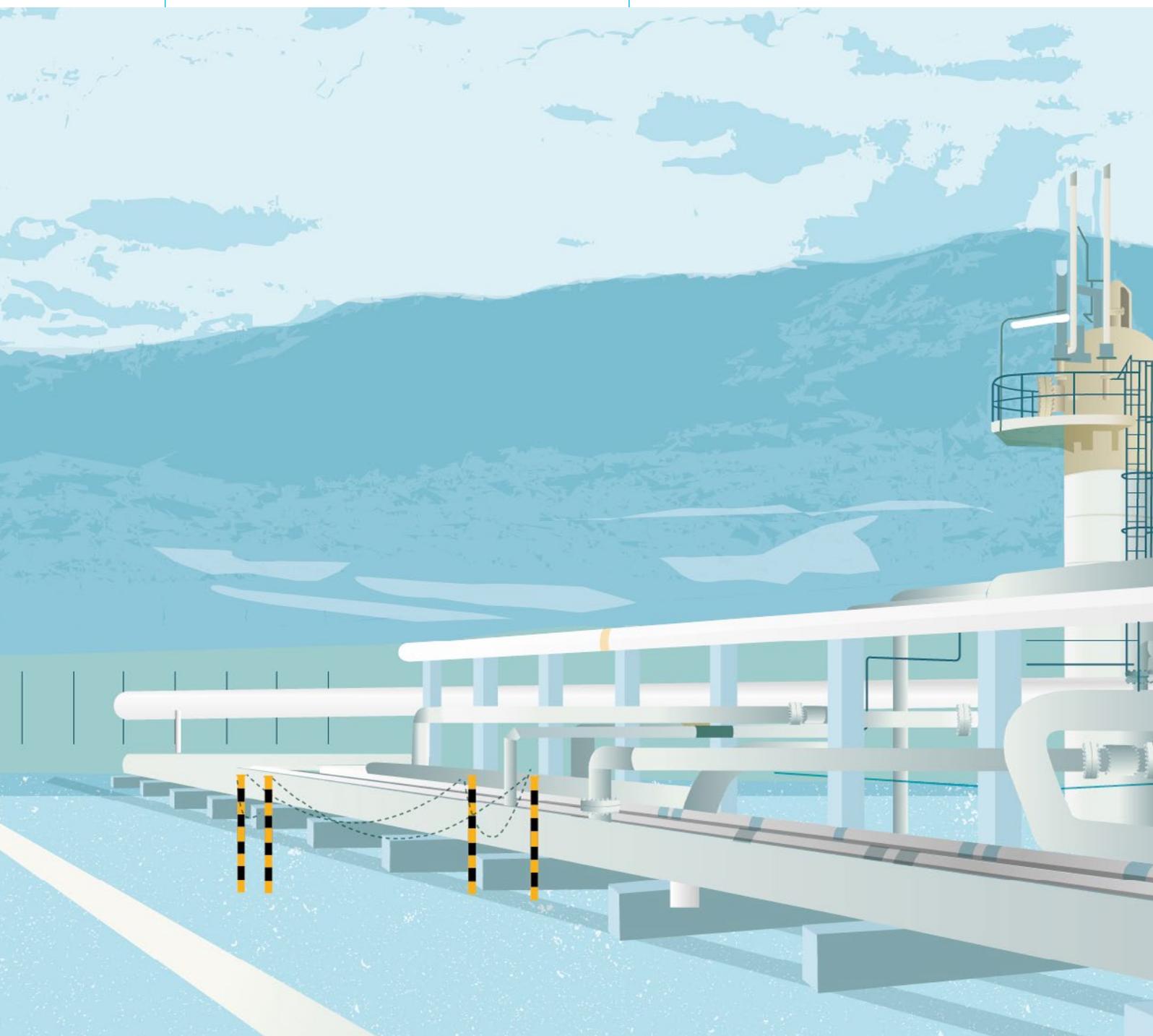
Calidad media de los gases de emisión en 2017

	Barcelona	Huelva	Cartagena	Murgados	Sagunto	Bilbao
Producción GWh	57.200	45.565	7.269	10.532	19.719	29.265
Fracciones molares %						
Nitrógeno (N ₂)	0,306	0,158	0,557	0,202	0,316	0,249
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Calidad del gas						
P.C.S. [KWh/m ³ (n)]	11,813	11,978	11,494	11,881	11,837	11,875
P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	42,525	43,121	41,377	42,772	42,614	42,750
Densidad relativa	0,601	0,608	0,584	0,623	0,604	0,603

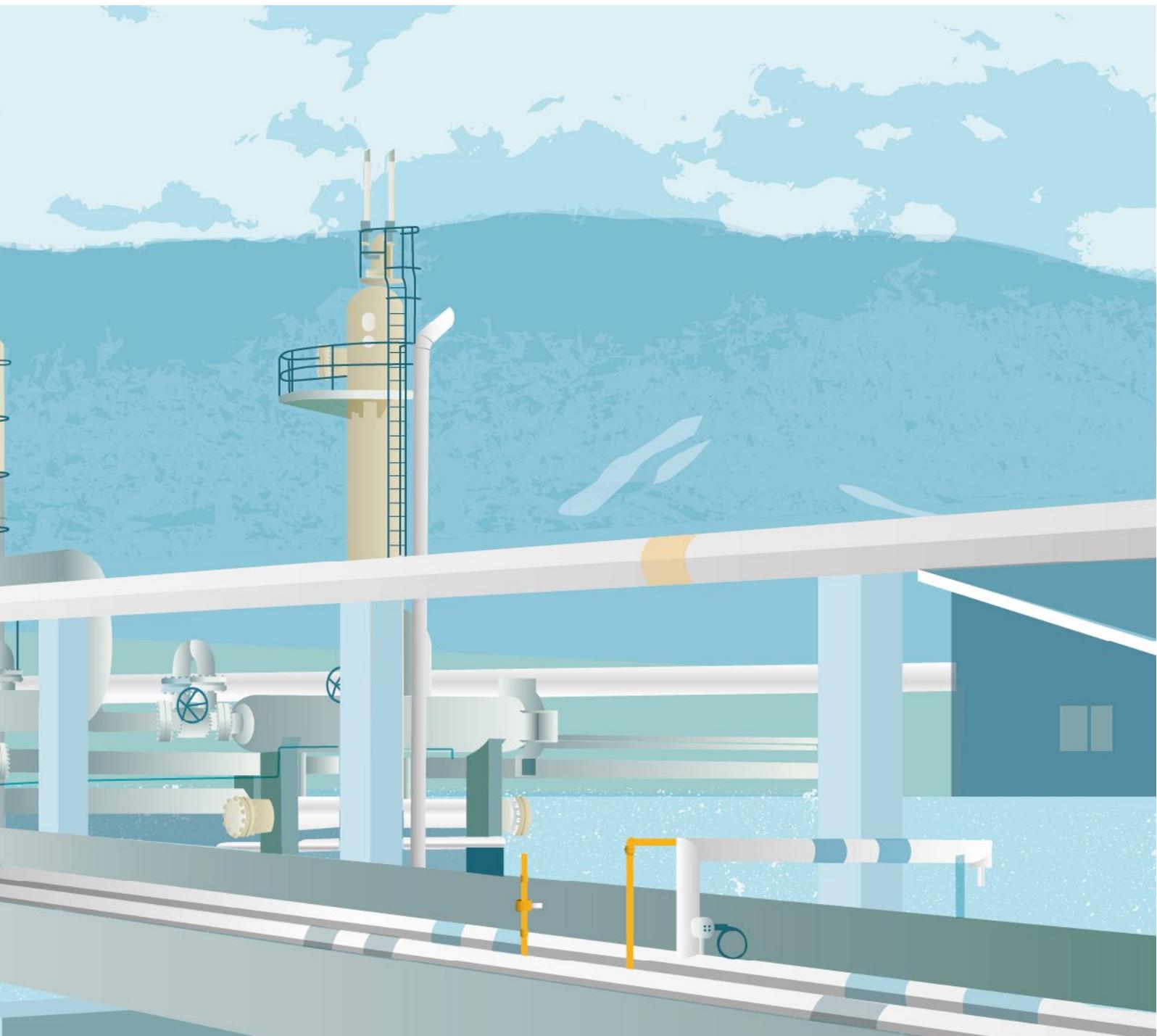


Yacimiento Aznalcázar	Yacimiento Poseidón	Yacimiento Viura	Valdemingómez	Conexión Portugal	Conexión Francia	Gasoducto Magreb	Medgaz
37	53	237	92	15	44.082	86.497	74.746
0,854	0,669	1,488	0,485	0,588	0,970	1,636	1,626
0,154	0,039	0,170	1,683	0,462	0,836	1,323	1,337
11,673	11,053	11,704	10,851	11,827	11,607	11,671	11,673
42,024	39,789	42,136	39,065	42,576	41,784	42,015	42,024
0,591	0,560	0,609	0,576	0,611	0,609	0,627	0,628

08



Capacidad de acceso y plataforma de contratación



Durante el año 2017 se formalizaron 15.829 contratos en la Plataforma de Contratación.

Como consecuencia del Real Decreto 984/2015 por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, el 1 de octubre de 2016, entró en funcionamiento la Plataforma de Contratación de Capacidad con el objeto de simplificar, agilizar y centralizar 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.

Además, 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).

Al finalizar 2017, 133 usuarios se habían incorporado, mediante la firma del documento de adhesión, al Contrato Marco de acceso a las instalaciones del Sistema Gasista español.

Evolución de sujetos adheridos al Contrato Marco

Nº sujetos





Productos estándar de contratación de capacidad

En el artículo 6 del Real Decreto 984/2015 se establecen los siguientes productos estándar de contratación de capacidad:

- Anual: Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un año.
- Trimestral: Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un trimestre, comenzando el 1 de octubre, 1 de enero, 1 de abril o 1 de julio, según corresponda.
- Mensual: Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante todos los días de un mes natural, comenzando el 1 de cada mes.
- Diario: Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada durante un día de gas, de 6:00 h del día "d" a 5:59 h del día "d+1".
- Intradiario: Servicio que da derecho al uso de la capacidad contratada desde la hora efectiva de contratación hasta el final del día de gas.

Servicios estándar de contratación de capacidad

En el anexo del Real Decreto 984/2015 se establecen los siguientes servicios estándar de contratación de capacidad:

Plantas de regasificación

- Descarga de buques
- Regasificación
- Almacenamiento de GNL
- Carga de cisternas
- Carga de GNL a buque
- Traslado de GNL de buque a buque
- Puesta en frío de buques
- *Bunkering* de GNL

Almacenamientos subterráneos

- Almacenamiento de gas natural
- Inyección
- Extracción

Punto Virtual de Balance (PVB)

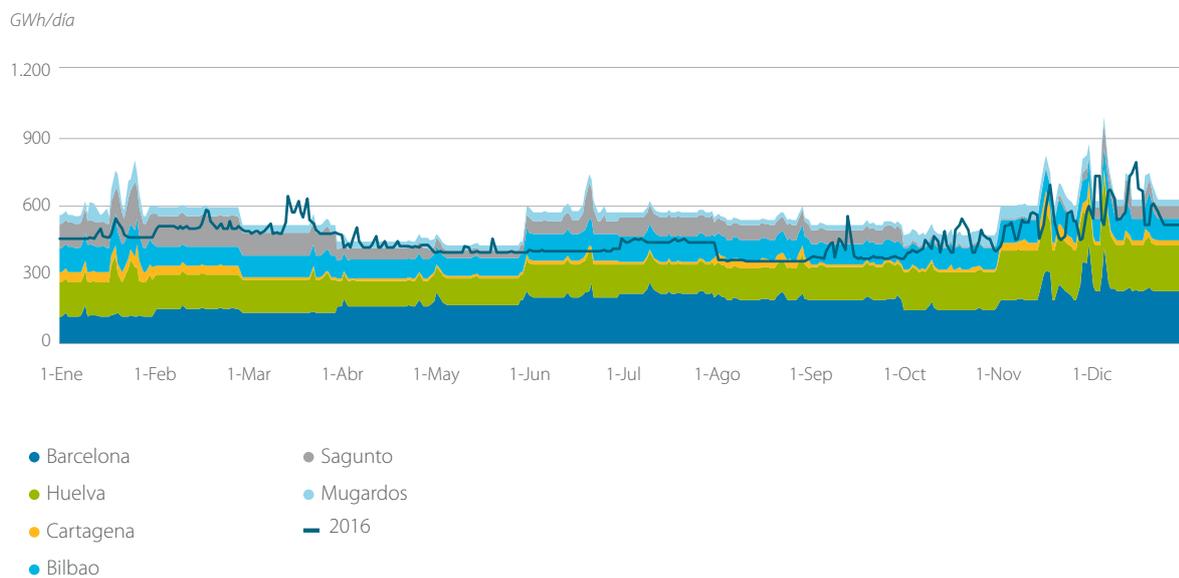
- Acceso al PVB desde la red de transporte
- Acceso al PVB desde la red de distribución
- Salida del PVB por una conexión internacional
- Salida del PVB a almacenamientos subterráneos
- Salida del PVB a tanque de planta de regasificación
- Salida del PVB a un consumidor
- Almacenamiento en el PVB

Plantas de Regasificación

Contratación de regasificación

La contratación media en 2017 del servicio de regasificación fue de 565 GWh/día, un 21,5% superior a la del año anterior.

Contratación de regasificación por planta

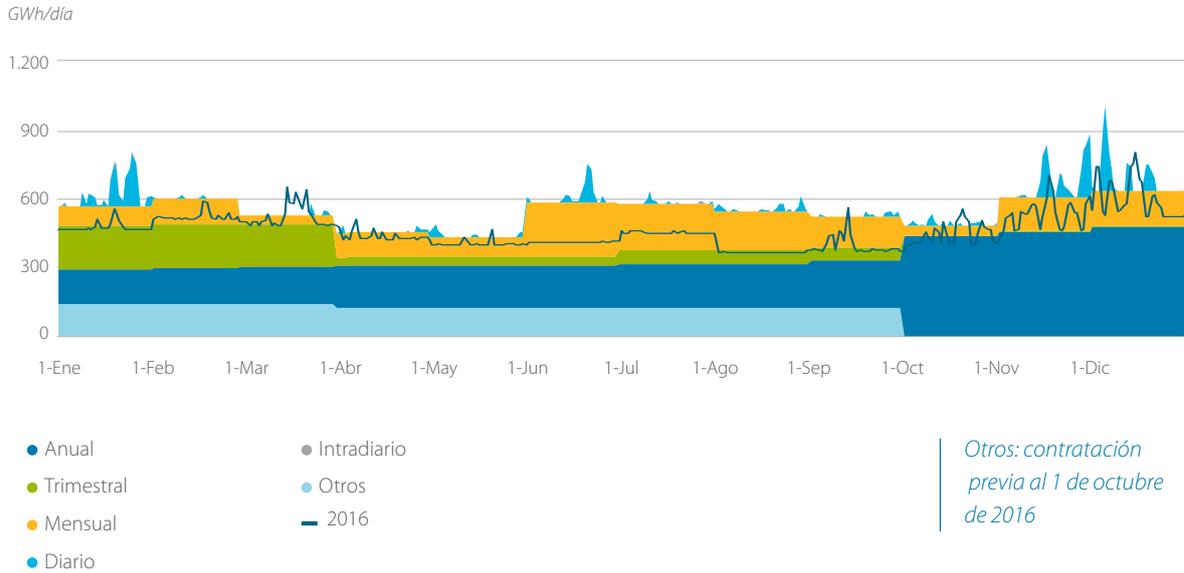


Los crecimientos más significativos se registraron en las plantas de Barcelona y Bilbao, donde la contratación media de regasificación fue un 69% y un 66% superior a la de 2016, respectivamente.

21,5%

Aumento de la contratación media del servicio de regasificación en 2017

Contratación de regasificación por producto

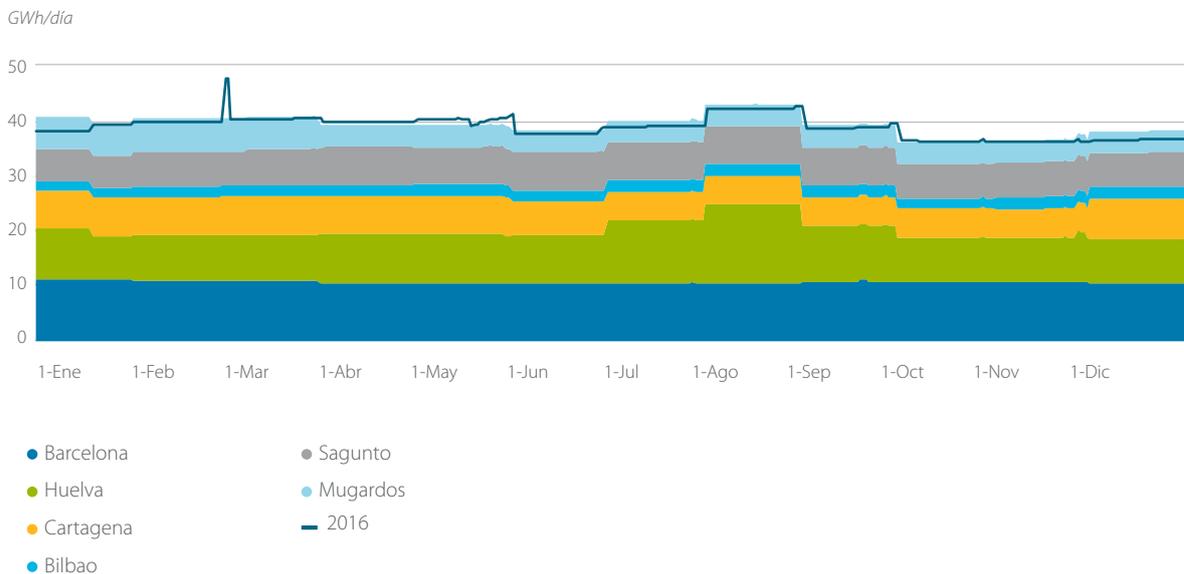


En cuanto al desglose por producto, el 96,5% de la capacidad contratada de regasificación fue a largo plazo (anual, trimestral, mensual y otros), mientras que el 3,5% fue a corto plazo (diario e intradiario).

Contratación de carga de cisternas

La contratación media en 2017 del servicio de carga de cisternas fue de 38 GWh/día, un 1,3% superior a la del año anterior.

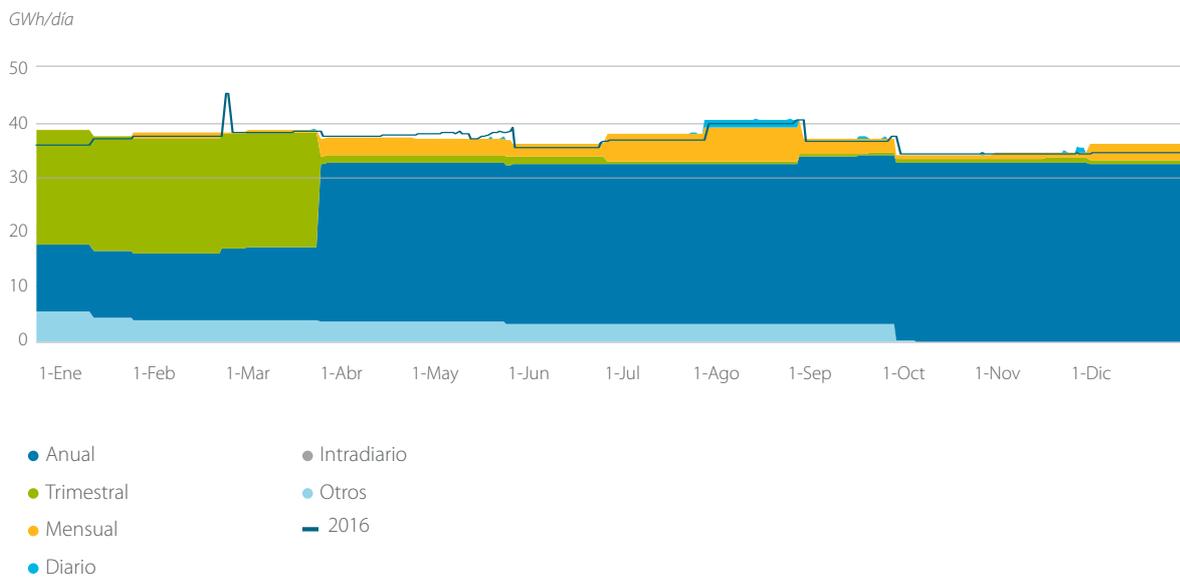
Contratación de carga de cisternas por planta





Al igual que la contratación de regasificación, las plantas que han registrado mayores crecimientos en la contratación media de carga de cisternas respecto a 2016 fueron Barcelona y Bilbao con un 41% y un 33%, respectivamente.

Contratación de carga de cisternas por producto



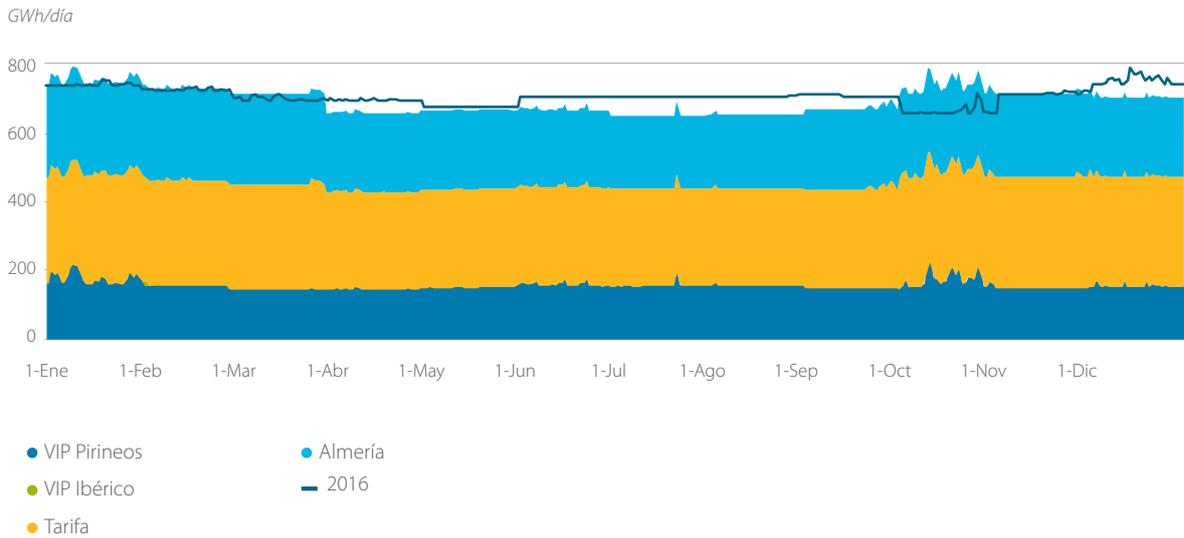
En cuanto al desglose por producto, el 70% de la capacidad contratada de cargas de cisternas se realizó con contratos anuales.

Conexiones internacionales

Contratación de Importación

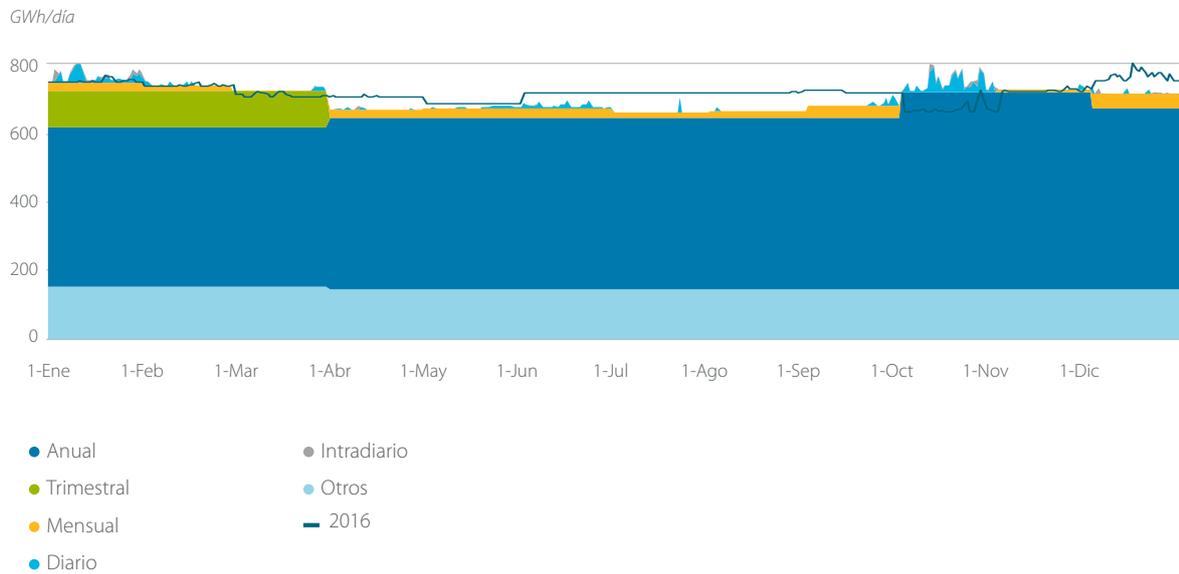
La contratación media en 2017 del servicio de importación fue de 695 GWh/día, un 1,8% inferior a la del año anterior.

Contratación de importación por CCII



VIP Pirineos y VIP Ibérico fueron las únicas conexiones que registraron crecimientos en la contratación media de importación respecto a 2016, un 7% y un 80%, respectivamente.

Contratación de importación por producto



Casi la totalidad de la contratación de capacidad de importación por conexiones internacionales se realizó con contratos a largo plazo (anual, trimestral, mensual y otros).

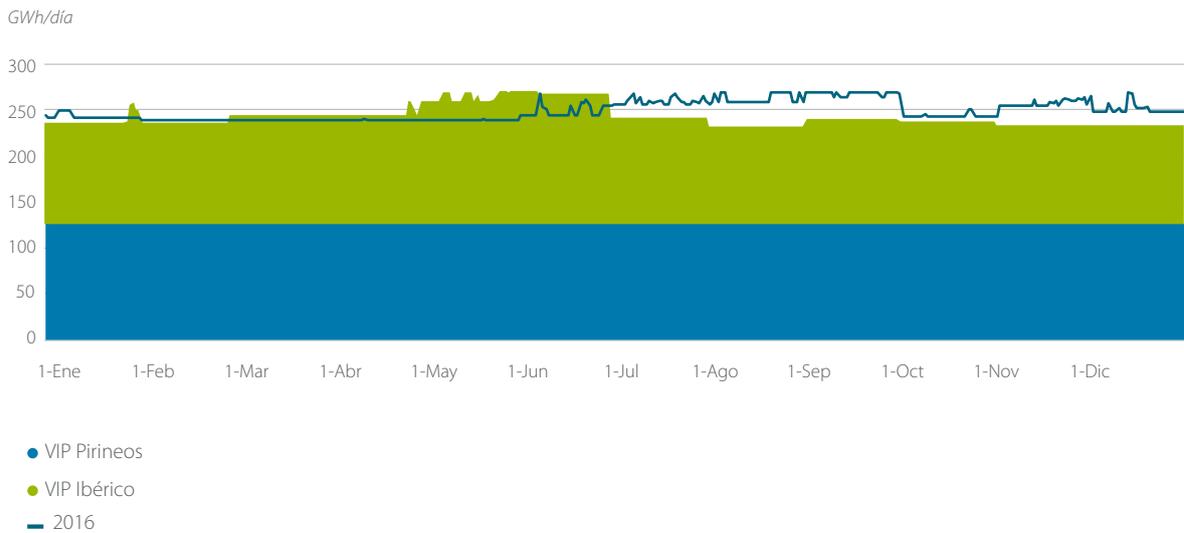
695 GWh/día

Contratación media del servicio
de importación en 2017

Contratación de exportación

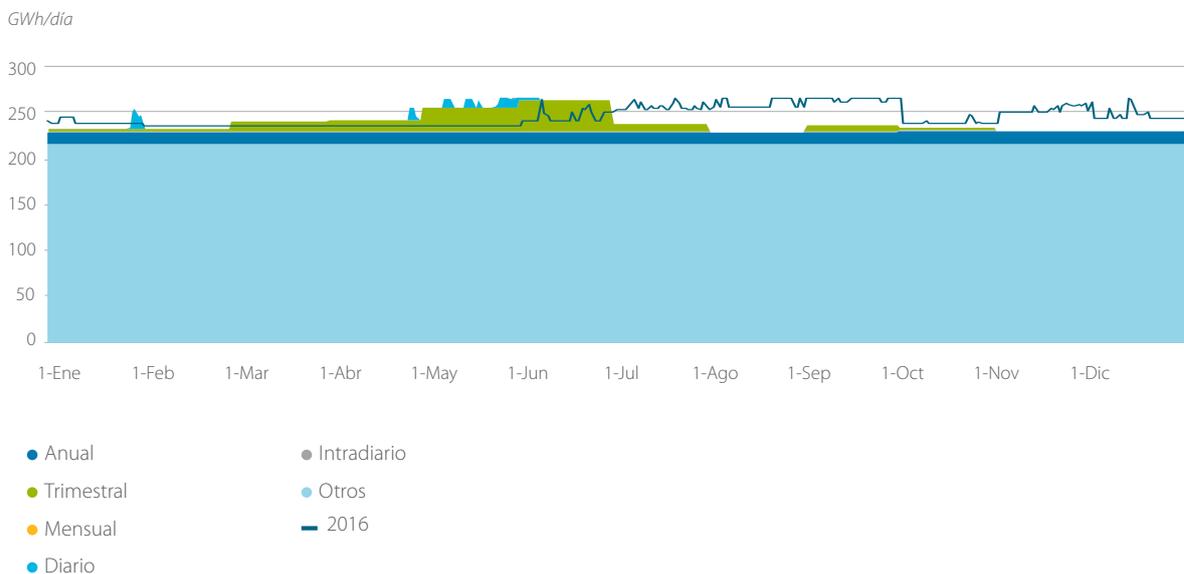
La contratación media en 2017 del servicio de exportación fue de 243 GWh/día, un 2,6% inferior a la del año anterior.

Contratación de exportación por CCII



Descenso de un 5% de la capacidad media contratada de exportación por VIP Ibérico respecto al año anterior, mientras que por VIP Pirineos se registró una contratación media similar a la del 2016.

Contratación de exportación por producto





243 GWh /
día

Contratación media del servicio
de exportación en 2017

El 90% de la capacidad contratada de exportación por conexiones internacionales se realizó previamente al 1 de octubre del 2016.

Subastas para la adquisición de capacidad en las conexiones internacionales europeas

Durante el 2017, a través de la plataforma PRISMA, se realizaron las subastas para la adquisición de capacidad en las conexiones internacionales europeas. La subasta de producto anual tuvo lugar el 6 de marzo de 2017 y las de productos trimestrales el 7 de agosto y el 6 de noviembre. La subasta para los tres primeros trimestres de 2017 se celebró en julio de 2016, y la del cuarto trimestre en agosto de 2017. Las subastas de productos mensuales comenzaron en diciembre de 2016 y, desde entonces, tienen lugar cada mes, ofertándose capacidad para el siguiente mes natural. Asimismo, diariamente se realizaron las subastas diarias e intradiarias.

Almacenamientos subterráneos

Subastas de capacidad

La Resolución de 30 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, estableció el procedimiento de asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos.

Por primera vez, la asignación de capacidad en los almacenamientos subterráneos se realizó mediante subastas, a excepción del proceso de asignación directa, que está regulado en la orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, en la que se establece que el criterio para realizar la asignación directa sea 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.

Adicionalmente a la asignación directa, en 2017 se realizaron 21 subastas de capacidad:

- 1 subasta anual
- 10 subastas trimestrales
- 10 subastas mensuales

En el mes de octubre se alcanzó una capacidad máxima contratada en almacenamientos subterráneos de 25.144 GWh, un 15% superior a la capacidad contratada en 2016.

Subastas trimestrales y anual

GWh

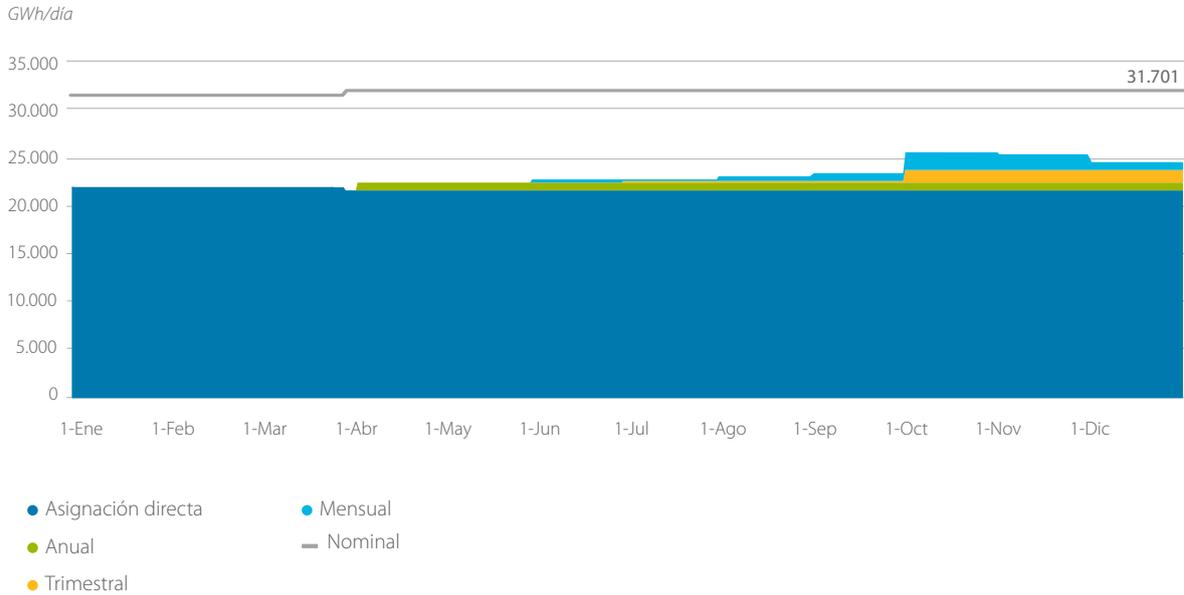
<p>Anual abr-17 → mar-18 Asignación 764 4 abril</p>	<p>Trimestrales abr-17 → jun-17 jul-17 → sep-17 oct-17 → dic-17 ene-18 → mar-18 Asignación 0 5 abril</p>	<p>Trimestrales jul-17 → sep-17 Asignación 200,3 oct-17 → dic-17 Asignación 0,3 ene-18 → mar-18 Asignación 0,3 12 junio</p>	<p>Trimestrales oct-17 → dic-17 Asignación 1.250 ene-18 → mar-18 Asignación 0,05 11 septiembre</p>	<p>Trimestrales ene-18 → mar-18 Asignación 125 11 diciembre</p>
--	---	--	--	--

Subastas mensuales

GWh

<p>Abril Asignación 0 6 abril</p>	<p>Mayo Asignación 0,3 17 abril</p>	<p>Junio Asignación 400,3 16 mayo</p>	<p>Julio Asignación 205 19 junio</p>	<p>Agosto Asignación 420 17 julio</p>
<p>Septiembre Asignación 860 21 agosto</p>	<p>Octubre Asignación 1.700 18 septiembre</p>	<p>Noviembre Asignación 1.640 16 octubre</p>	<p>Diciembre Asignación 900 20 noviembre</p>	<p>Enero Asignación 195 18 diciembre</p>

Contratación de almacenamientos subterráneos

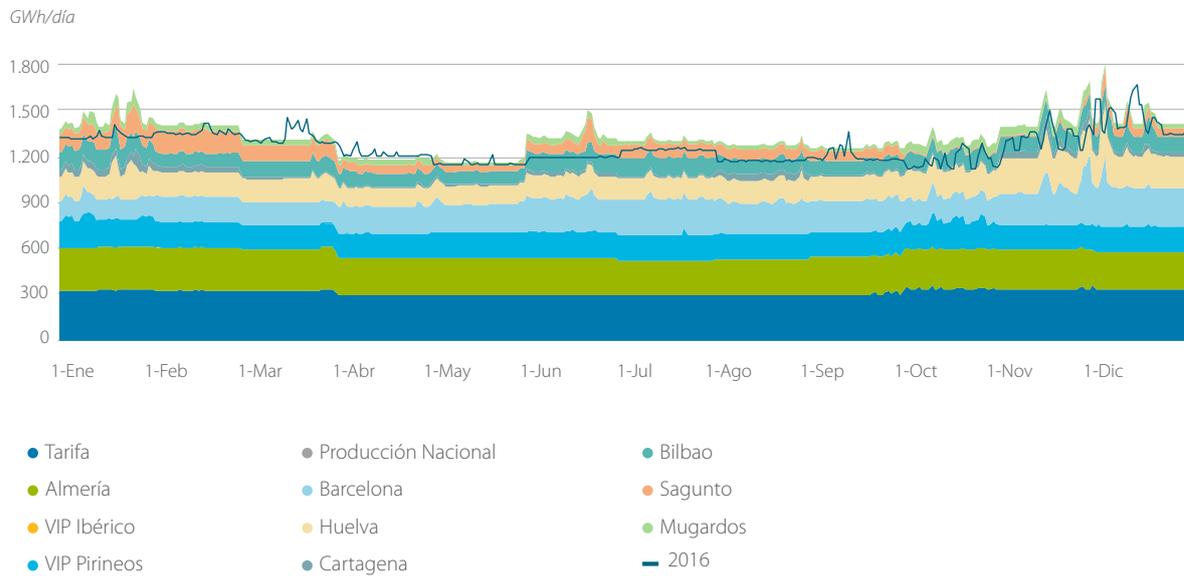


Punto Virtual de Balance

Acceso al Punto Virtual de Balance

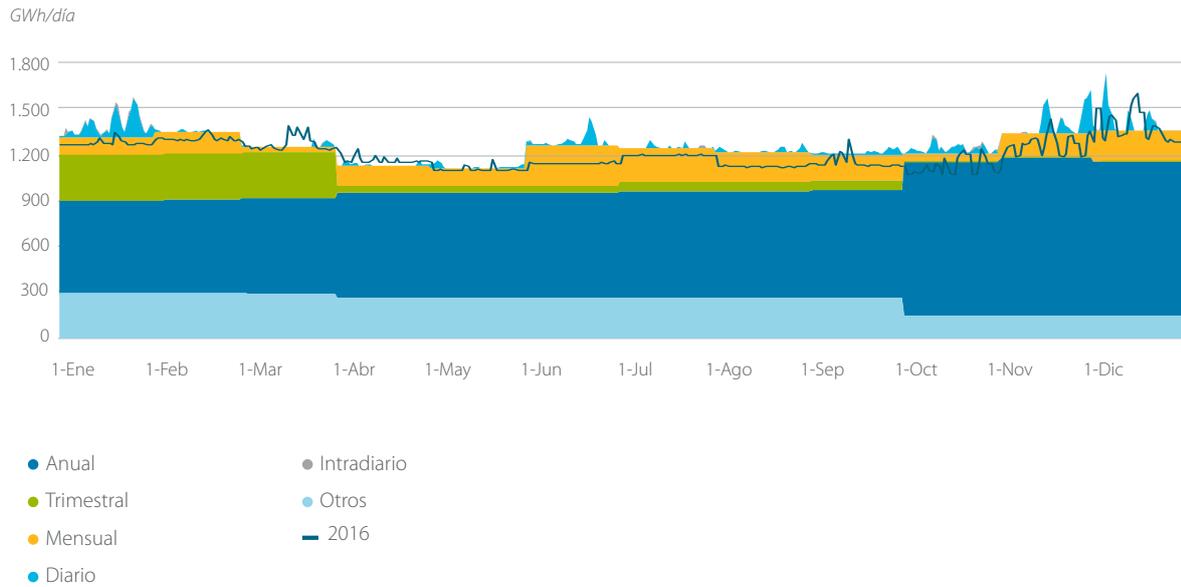
La contratación media en 2017 del servicio de acceso al Punto Virtual de Balance fue de 1.263 GWh/día, un 5,5% superior a la del año anterior.

Contratación de acceso a PVB



El máximo diario de contratación de acceso al PVB se alcanzó el día 5 de diciembre con 1.712 GWh contratados.

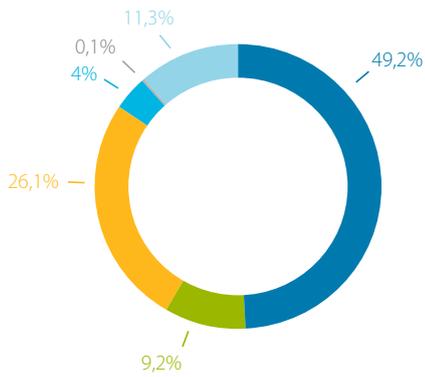
Contratación de acceso a PVB por producto



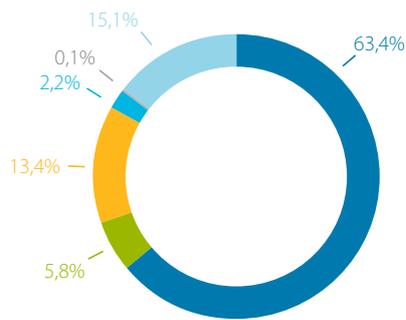
El 59% de la contratación de acceso a PVB se realizó con contratos anuales. Siendo el 97,8% de la capacidad total contratada de acceso a PVB a largo plazo (anual, trimestral, mensual y otros).

Contratación de acceso a PVB por planta y producto

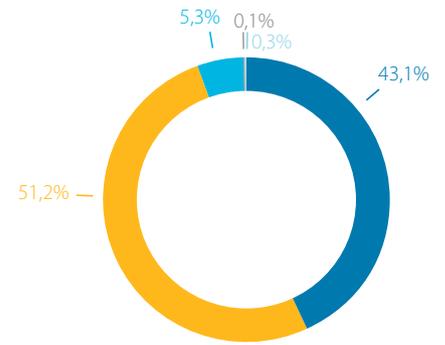
Planta de Barcelona



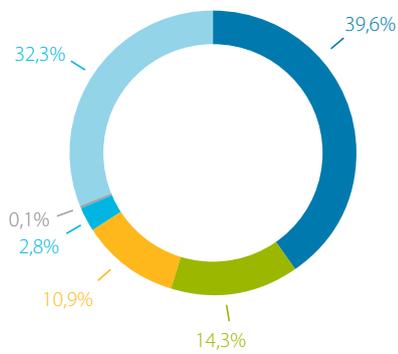
Planta de Bilbao



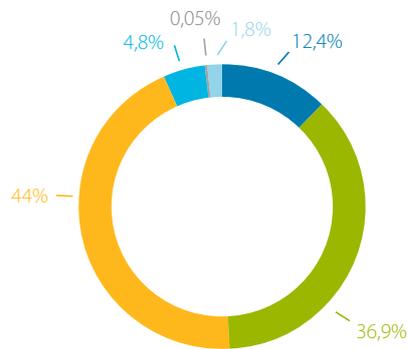
Planta de Cartagena



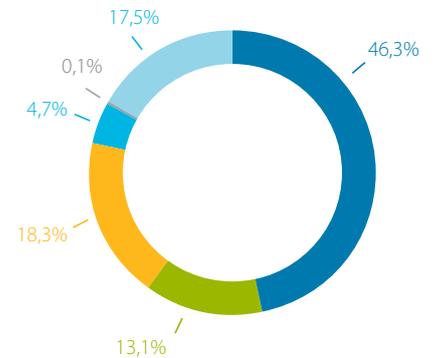
Planta de Huelva



Planta de Sagunto



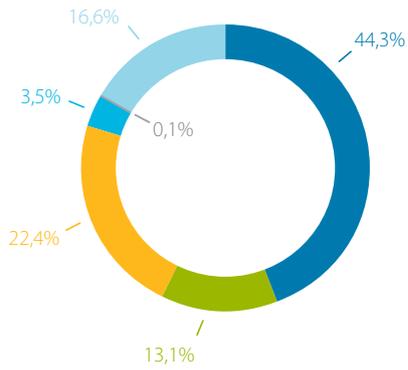
Planta de Mugarodos



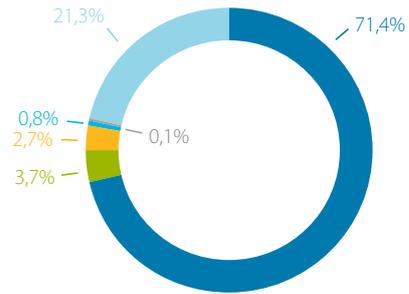
- Anual
- Trimestral
- Mensual
- Diario
- Intradía
- Otros

Contratación de acceso a PVB por producto

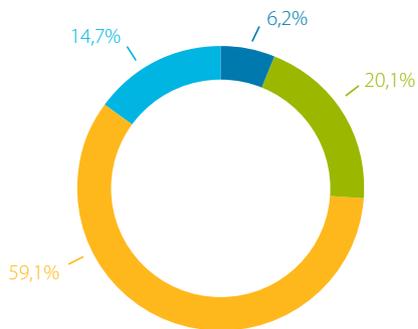
Plantas de regasificación



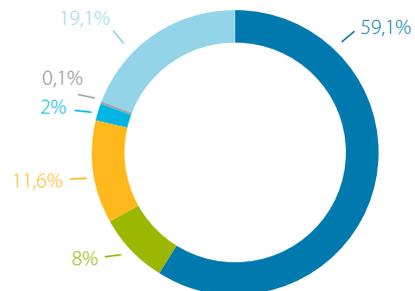
Conexiones internacionales



Producción nacional + Biogás

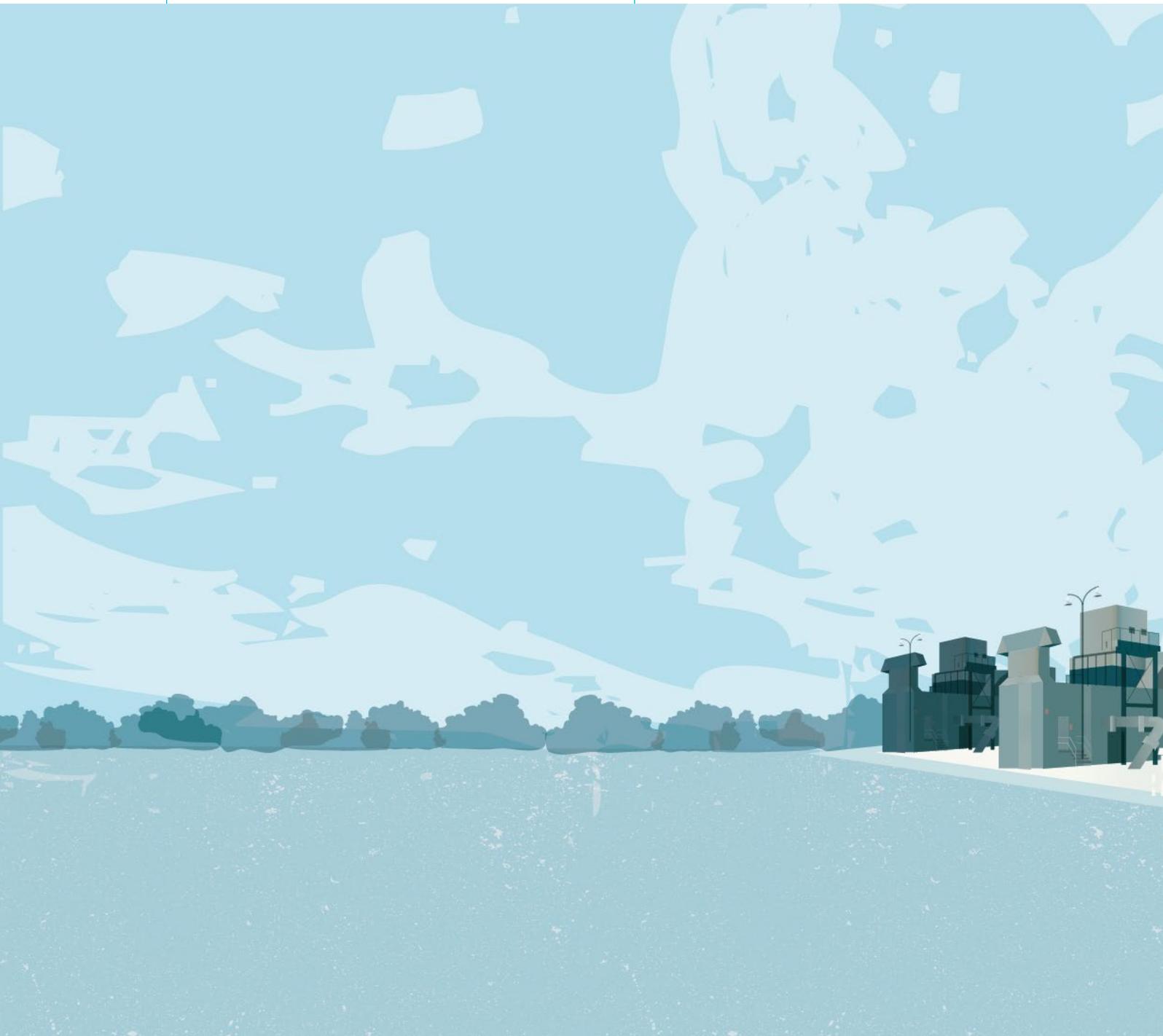


Total APVB



- Anual
- Trimestral
- Mensual
- Diario
- Intradiario
- Otros

09



Mercados de gas



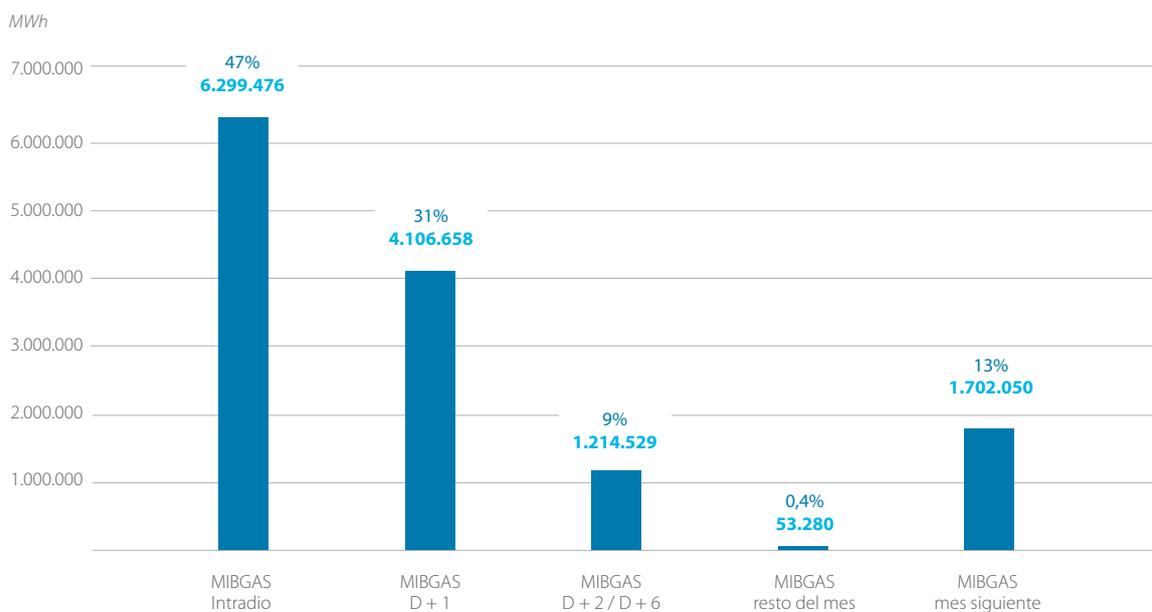
En 2017 el Gestor Técnico del Sistema realizó 64 acciones de balance: 42 de compra y 22 de venta por valor de 1.107 GWh y 550 GWh, respectivamente.

Mercado Organizado del Gas

El 16 de diciembre de 2015, según las bases establecidas en la Ley 8/2015, se puso en marcha MIBGAS, el Mercado Organizado de Gas en España. Su creación, hace ya dos años, permitió negociar transacciones de compra-venta de gas con entrega física en el Punto Virtual de Balance (PVB) en el mercado organizado.

Durante 2017 se negociaron en MIBGAS un total de 13.376 GWh (un 3,8% de la demanda gasista nacional), lo que representó un crecimiento del 104% respecto al año anterior, cuando el volumen negociado ascendió a 6.566 GWh.

Volumen total negociado. Distribución por productos



Fuente: MIBGAS

La Ley 8/2015 también reconoció al Gestor Técnico del Sistema (GTS) como participante del Mercado Organizado de Gas. El GTS acudió al mercado en los supuestos previstos por la legislación vigente.

Como establece la Circular de Balance (Circular 2/2015, de 22 de julio), el GTS es el responsable de mantener la red de transporte del Sistema Gasista dentro de los límites normales de operación. Para ello, podrá realizar las denominadas acciones de balance.

Además, según 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 el 2016, el gas de operación sufragado por el Sistema ha de ser adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de Gas.

La participación del GTS en el mercado es necesaria para conseguir un Sistema Gasista seguro y una operación eficiente, avanzada y competente.

Acciones de balance

La 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 "Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema", define los valores y metodología de cálculo de los parámetros de la red de transporte necesarios para identificar su estado de operación, para gestionar el balance operativo de la red y para la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB).

A través de la realización de las acciones de balance, la primera de ellas llevada a cabo el 6 de octubre de 2016, el GTS ha desempeñado de una manera transparente, eficiente y continua su función de supervisión, gestión y control de la red de transporte.

De octubre de 2016 a diciembre de 2017 se realizaron un total de 86 acciones de balance. El volumen de gas destinado a la toma de acciones de balance fue de 2.399 GWh, lo que representó el 14,4% del total negociado en el mercado organizado (16.627 GWh).

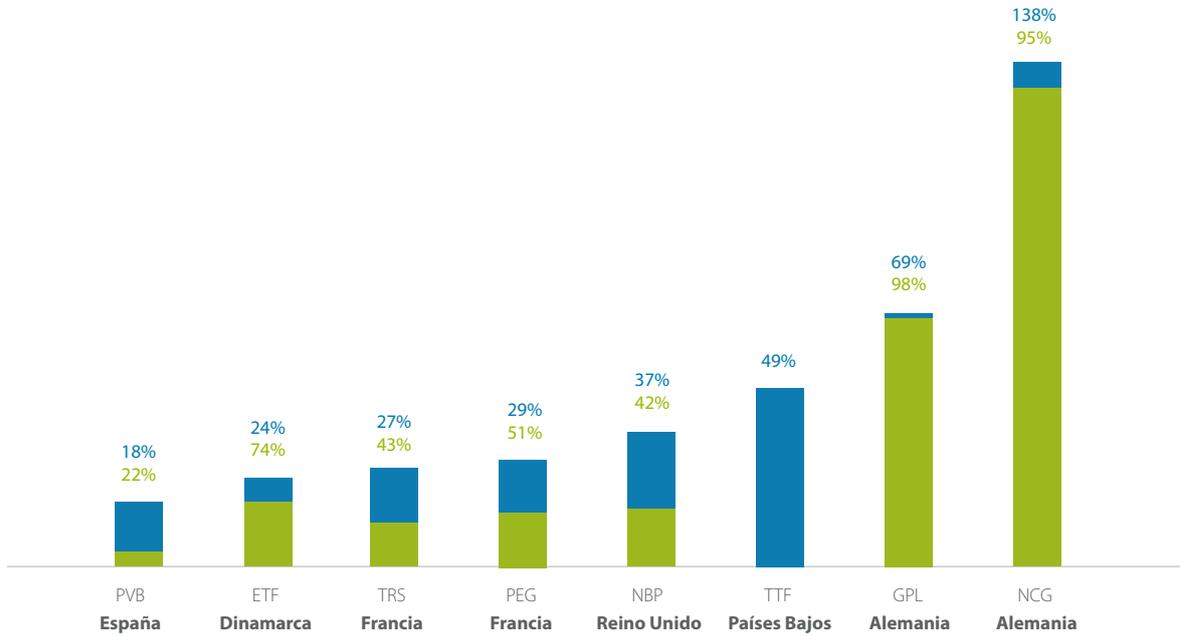
En 2017 se tomaron 64 acciones de balance, 42 de compra y 22 de venta. Los 1.107 GWh adquiridos se compraron a un precio medio de 24,66 €/MWh. El precio máximo (11 de enero de 2017) fue de 42,00 €/MWh y el mínimo (14 de marzo de 2017) de 16,20 €/MWh.

Las 22 acciones de venta supusieron un volumen entregado de 550 GWh a un precio medio de 20,13 €/MWh. El precio máximo de venta (11 de diciembre de 2017) fue de 26,85 €/MWh y el mínimo (12 de marzo de 2017) de 15,70 €/MWh.

Considerando estos datos relativos a 2017, se concluye que la intervención del GTS fue necesaria un 18% del total del año. Adicionalmente, el precio marginal del día fue determinado por las acciones de balance un total de 14 días, lo que representó el 22% de los días con acciones de balance y un 4% con respecto a todo el periodo 2017.

El siguiente gráfico presenta una comparativa de la situación española respecto al resto de *hubs* europeos.

Acciones de balance. Panorámica europea 2017



- Porcentaje de acciones de balance sobre periodo: 1 ene - 31 dic 2017
- Porcentaje de días en los que el precio marginal del día ha sido determinado por las acciones de balance sobre días con acciones de balance.

Fuente: Enagás GTS

Gas de operación

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural dispone que, previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrá negociar el gas de operación necesario para el funcionamiento del Sistema Gasista en el Mercado Organizado de Gas.

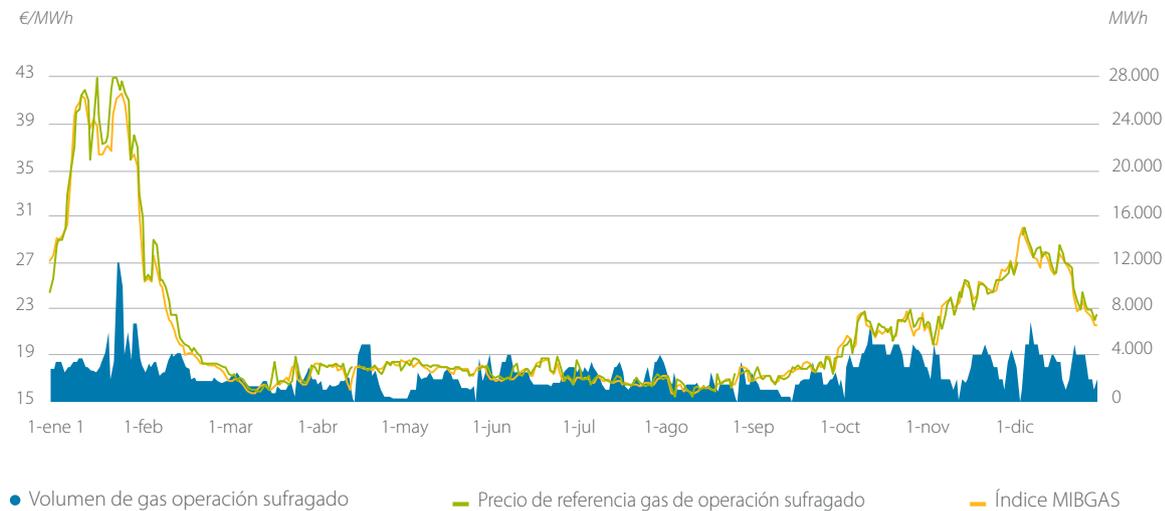
La orden por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas de 2016 contempla la negociación de gas de operación en el mercado organizado de gas natural, y establece que dicho gas debe ser adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en las condiciones indicadas por resolución del Secretario de Estado de Energía.

La Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación sufragado por el Sistema (estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, almacenamientos subterráneos y 20% de gas de operación destinado a cubrir las necesidades de plantas de regasificación) en el Mercado Organizado de Gas.

Las empresas titulares de instalaciones de transporte envían semanalmente al GTS información sobre las necesidades de gas de operación que estiman requerir. Estas estimaciones pueden consultarse en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la página web de Enagás o haciendo **click aquí**.

De acuerdo con la legislación vigente, en 2017 el GTS adquirió, en concepto de gas de operación, 926.439 MWh en el mercado organizado a un precio medio de 23,14 €/MWh.

Gas de operación



Fuente: Enagás GTS

La Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el volumen de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamiento subterráneo básico para el periodo 2017-2018, establece que de los 50 GWh correspondientes al excedente de mermas almacenado como gas de maniobra por el Gestor Técnico del Sistema a 1 de febrero de 2017, 49.643.859 kWh, se destinarán a reducir las necesidades de gas de operación durante el periodo comprendido entre el 15 de diciembre de 2017 y el 15 de febrero de 2018, de acuerdo con las necesidades de las instalaciones y el nivel de precios.

Conforme a esta resolución, en el mes de diciembre, 1 GWh del excedente de mermas fue destinado a reducir las necesidades de gas de operación.

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 desarrolló el procedimiento de compra de gas colchón destinado al Almacenamiento Subterráneo Yela. Asimismo, por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, se determinó la aprobación de la cantidad anual de gas colchón a comprar, así como el volumen de gas talón a adquirir por cada titular de instalaciones de transporte.

El 13 de febrero de 2017, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, el Gestor Técnico del Sistema remitió el programa mensual provisional de compras de gas de operación y de gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamiento subterráneo básico para el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2017 y el 28 de febrero de 2018, de acuerdo con la información recibida de los titulares de instalaciones de transporte.

Posteriormente, en la resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se estableció el volumen de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamientos subterráneos para el periodo 2017-2018. Conforme a lo dispuesto en esa resolución, Enagás Transporte S.A.U, como propietario de la instalación, adquirió 420 GWh en concepto de gas colchón destinado al Almacenamiento Yela. Este gas se inyectó entre los meses de mayo y septiembre de 2017.

Otras plataformas de negociación e intermediación

Transacciones bilaterales (*Over the Counter* - OTC)

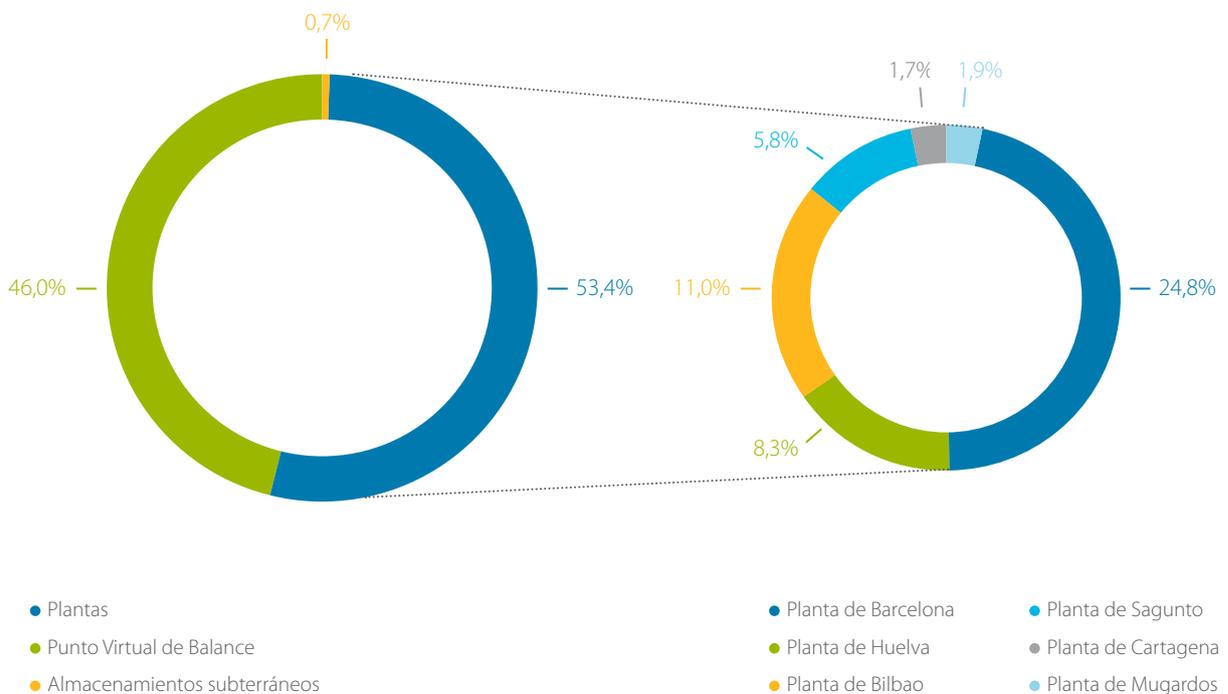
Las transacciones bilaterales pueden registrarse en la Plataforma MS-ATR del SL-ATR perteneciente al Gestor Técnico del Sistema. El reglamento de funcionamiento del MS-ATR está publicado en la sección de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás. Este reglamento puede consultarse haciendo **click aquí**.

En 2017 se registraron 175.402 transacciones bilaterales OTC en la plataforma MS-ATR, lo que supuso un volumen negociado de 514.716 GWh. Esta cifra es el equivalente al 135% de la demanda del Sistema. Respecto al año anterior, el número de transacciones se incrementó un 53% y el volumen intercambiado un 19%.

Las plantas de regasificación fueron el punto de entrega mayoritario: acumularon el 53% de estas transacciones. Barcelona se consolidó como la terminal que mayor volumen registró.

En 2017 se registraron 166.499 transacciones con entrega en el PVB, frente a las 105.660 de 2016, lo que representó un incremento del 58%. Por su parte, el volumen negociado ascendió a 236.554 GWh, un 41% más que en 2016.

Transacciones bilaterales





OMIClear

OMIClear, en su papel como Entidad de Contrapartida Central, autorizada por el Reglamento (UE) nº 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo de 4 de julio de 2012 relativo a los derivados extrabursátiles, las entidades de contraparte central y los registros de operaciones, realiza las funciones de registro, compensación y liquidación de las transacciones de gas realizadas o registradas en el mercado regulado de OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Portugués).

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre de 2015, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones de gas natural establece que el Gestor Técnico del Sistema dispondrá de los mecanismos técnicos y operativos necesarios para la recepción de las notificaciones asociadas a las transacciones y contratos provenientes del Operador del Mercado y de otras plataformas que puedan negociar o intermediar productos con entrega en el Sistema Gasista español.

Desde el 24 de noviembre de 2017, una vez recibidas las autorizaciones regulatorias necesarias a nivel europeo, OMIClear puede notificar al GTS las transacciones OTC a corto plazo, con o sin intermediación, registradas en OMIP. Además, actuará como cámara de compensación y liquidación.

En el año 2017 OMIClear no envió notificaciones al GTS que contuviesen transacciones realizadas por los usuarios.

10



Desarrollo legislativo



El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2017 afianzando y desarrollando sus 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. Asimismo, adaptó sus procesos a los requerimientos asociados a las novedades legislativas publicadas a lo largo del año.

Legislación Nacional

Las principales novedades legislativas en el año 2017 en el ámbito nacional fueron:

Legislación básica

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la adjudicación del servicio de Creador de Mercado en el mercado organizado de gas natural a Gunvor International B.V. Amsterdam, Geneva Branch para el primer semestre de 2017.
- Resolución de 15 de febrero de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inhabilita para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural a la empresa Investigación, Criogenia y Gas, S.A.
- Orden ETU/175/2017, de 24 de febrero, por la que se determina el traspaso de los clientes de la empresa Investigación Criogenia y Gas, S.A. a una comercializadora de último recurso y se determinan las condiciones de suministro a dichos clientes.
- Resolución de 20 de abril de 2017, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica el anexo IV "Instrucciones de cumplimentación de los formularios" de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, 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 electricidad.
- Resolución de 16 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por donde se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la adjudicación del servicio de Creador de Mercado en el mercado organizado de gas natural a Axpo Iberia S.L.

- Resolución de 5 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del Sistema Gasista español.
- Resolución de 21 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica parcialmente el anexo de la Resolución de 3 de mayo de 2010, donde se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos.
- Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.
- Resolución de 27 de noviembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la Operación del Sistema Gasista.
- Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de Creador de Mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la adjudicación del servicio de Creador de Mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el primer semestre de 2018 a Engie España S.L.U.

Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 30 de enero de 2017, 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 2017 y el 31 de marzo de 2018.
- Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el volumen de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamientos subterráneos básicos para el periodo 2017-2018.
- Resolución de 30 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de asignación de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos, así como los derechos de inyección y extracción.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen los parámetros de las subastas de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos.

Mercados - Subastas de gas y capacidad

- Resolución de 14 de noviembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017 donde se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural.

Tarifas y peajes

- Corrección de errores de la 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 el 2017.
- Resolución de 24 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 28 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 25 de septiembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Orden ETU/1283/2017, de 22 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 el año 2018.
- Resolución de 26 de diciembre de 2017, 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 25 de julio de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se modifica la Resolución de 24 de marzo de 2000, donde se formulaba declaración de impacto ambiental del proyecto de construcción de una central térmica de ciclo combinado, para gas natural, de 400 MW en Castejón (Navarra), promovida por Iberdrola S.A.
- Resolución de 25 de julio de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se modifica la Resolución de 17 de mayo de 2000, de la Secretaría General de Medio Ambiente, donde se formulaba la declaración de impacto ambiental sobre el proyecto de instalación de dos grupos en ciclo combinado para gas natural de 800 MW de potencia eléctrica total, en la central térmica de Castellón, y la Resolución de 22 de diciembre de 2005, de la Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático, por la que se formulaba declaración de impacto ambiental sobre el proyecto de ampliación de la central de ciclo combinado, ubicada en el término municipal de Castellón de la Plana, mediante la construcción de un grupo en ciclo combinado para gas natural (Grupo IV), de aproximadamente 850 MW de potencia nominal eléctrica.
- Resolución de 12 de mayo de 2017, de la Dirección General de Energía y Minas, por la que se autoriza administrativamente y se aprueba el proyecto de ejecución de la infraestructura gasista para la distribución de gas natural canalizado en el núcleo de población de A Illa de Arousa (Pontevedra), promovida por Gas Galicia SDG, S.A.
- Resolución de 21 de septiembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Viesgo Generación, S.L., el cierre de la central térmica de ciclo combinado de Tarragona, en el término municipal de La Canonja.
- Resolución de 26 de julio de 2017, de la Jefatura Territorial de Lugo, por la que se autoriza administrativamente y se aprueba el proyecto de ejecución de la infraestructura gasista denominada "Punto de entrega de gas natural MOP 16/4 bar" a Gas Galicia SDG, S.A. en el lugar de Conturiz (Lugo), promovida por la empresa Gas Natural Redes Distribución Gas SDG, S.A.

- Resolución de 13 de septiembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formula informe de impacto ambiental del proyecto aplicación de técnicas de desulfuración en la central térmica de As Pontes (A Coruña).
- Anuncio de la Autoridad Portuaria de Cartagena por el que se somete a información pública la solicitud de ampliación del plazo inicial de la concesión administrativa con destino a Terminal Marítimo para carga, descarga, almacenamiento y regasificación de GNL, titularidad de Enagás Transporte, S.A.U.
- Resolución de 30 de octubre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza la ejecución del sondeo “Viura-1 ST3”, localizado en la concesión de explotación de hidrocarburos “Viura”.
- Resolución, de 15 de noviembre de 2017, de la Dirección General de Energía, Minas y Seguridad Industrial, por la que se otorga la autorización administrativa y aprobación del proyecto ejecutivo de las instalaciones de la estación de regulación y medida de la planta *upgrading* de biogás en el vertedero Elena al término municipal de Cerdanyola de Vallès.

Legislación Europea

La regulación 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 fueron definidos el 13 de julio de 2009 con la publicación de la Directiva 2009/73 sobre normas comunes del mercado interior del gas natural, y el Reglamento 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, transparencia, interoperabilidad, etc.
- Según lo previsto en el marco regulatorio vigente, 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, entre otras tareas, el desarrollo de estos códigos de red. Una vez aprobados y publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea (DOUE), los códigos de red son 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 definidas.

Principales desarrollos regulatorios

El presente informe incluye una breve descripción de los principales desarrollos definidos por la regulación energética europea y su actividad en 2017.

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 de 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 lo componen cuatro grupos:

- Revisión del Reglamento de Seguridad de Suministro de Gas (*Regulation on Security of Gas Supply*)

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). Para ello es necesario reforzar la coordinación europea a nivel regional y la transparencia, implantando mecanismos de solidaridad entre los Estados Miembros y estableciendo también una serie de requisitos para la bidireccionalidad de las interconexiones intraeuropeas.

Contexto regulatorio: El Reglamento 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, marcaba las medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y derogaba 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 de la "Estrategia Europea de la Seguridad Energética", donde se abrió la puerta a una posible revisión del Reglamento 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 tenía como objetivo identificar las áreas en las que el Reglamento podía ser mejorado, así como las opciones existentes y el impacto que tendrían. En base a las respuestas, la Comisión Europea analizó la necesidad de proponer enmiendas al reglamento.

El 16 de febrero de 2016, como parte del "Energy Security Package" la Comisión Europea publicó su propuesta legislativa de modificación del Reglamento 994/2010.

Actividad en 2017: El 25 de octubre de 2017, el DOUE publicó el Reglamento 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se derogó el Reglamento 994/2010.

Esta revisión del reglamento mantuvo los fundamentos de seguridad de suministro introducidos por el 994/2010: definición de autoridad competente, estándar de infraestructuras (cálculo del N-1 a nivel nacional), bidireccionalidad en las interconexiones (salvo excepciones), estándares de suministro, elaboración de análisis de riesgos, un plan de acción preventivo y otro de emergencia, con declaración de distintos niveles de crisis y emergencia.

La revisión supuso, sin embargo, un cambio estructural en la política europea sobre seguridad de suministro energético, ya que por primera vez se obligó a la cooperación entre Estados miembros, se definió el concepto de solidaridad y se regularon sus mecanismos de aplicación.

Los principales cambios introducidos en el nuevo reglamento giran en torno a los siguientes principios fundamentales:

- Cooperación regional.
- Solidaridad para la protección de clientes vulnerables.
- Transparencia sobre los contratos comerciales de suministro de gas.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento 2017/1938 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas, ENTSOG publicó, el 21 de noviembre de 2017, un informe con los resultados de las simulaciones en el que se presentaron diecisiete escenarios de fallo de suministro definidos en cooperación con el *Gas Coordination Group* (GCG).

El informe tenía como objetivo ayudar a las autoridades competentes nacionales en la preparación de sus análisis de riesgo. Los escenarios considerados recogían los once grupos de riesgo de los países definidos en el Reglamento 2017/1938.

- Comunicación de la estrategia para el gas natural licuado y el almacenamiento de gas natural (*Strategy for Liquefied Natural Gas and Gas Storage*)

Alcance descriptivo: 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.

Actividad en 2017: La Comisión Europea publicó el 20 de diciembre de 2017 el estudio "*Follow-up study to the LNG and storage strategy*", realizado por un consorcio de consultores (REEK, Tractebel y Energy Markets Global). Muchos aspectos de este estudio fueron cuestionados públicamente por diversos agentes.

El estudio combinó el análisis del mercado de GNL con una serie de simulaciones para 2020 y 2025, buscando determinar ante diferentes escenarios la evolución de los suministros de gas en Europa, así como el grado de utilización de las infraestructuras.

Respecto a plantas de regasificación, destacó un incremento en la utilización media entre 2020 y 2025 como consecuencia de la disminución en la producción de gas en Europa y el incremento de disponibilidad de GNL en el mercado global.

En cuanto a almacenamientos subterráneos, señaló que proporcionan flexibilidad estacional y seguridad de suministro. No obstante, el resultado de la modelización no mostró un futuro prometedor para los almacenamientos subterráneos. El volumen agregado almacenado estaría decreciendo a pesar de las obligaciones actuales en vigor en muchos Estados miembros. La tendencia observada era a nivel europeo; a nivel nacional, sí hay países donde se podría esperar un incremento de la utilización de los almacenamientos subterráneos.

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

Alcance descriptivo: 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 para 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 *Memorandum of Understanding (MOU)* con interpretaciones de la ley de la UE que establezcan condiciones para el suministro de energía (por ejemplo, precios) o para el desarrollo de infraestructuras energéticas.

Actividad en 2017: El Consejo de la Unión Europea aprobó en marzo de 2017 la decisión sobre el mecanismo de intercambio de información respecto a los acuerdos intergubernamentales e instrumentos no vinculantes entre los Estados miembros y terceros países en el área de la energía.

El objetivo era corregir las deficiencias en los mecanismos de intercambio de información existentes en los contratos de energía para mejorar la transparencia y la consistencia de las relaciones energéticas externas de la UE, así como para reforzar su posición negociadora con terceros países. A tal fin, se introdujo un control de compatibilidad *ex-ante* a cargo de la Comisión que permitió comprobar la conformidad con las normas de competencia y el derecho de la Unión sobre el mercado interior de la energía antes de que los acuerdos se negociaran, firmaran y sellaran.

Por tanto, los Estados miembros debían tener en cuenta la evaluación de la Comisión y tomar todas las medidas necesarias para alcanzar una solución satisfactoria que permitiera eliminar cualquier incompatibilidad.

La Decisión 2017/684 del Parlamento Europeo y del Consejo se publicó en el DOUE el 5 de abril de 2017. Estableció un mecanismo de intercambio de información con respecto a los acuerdos intergubernamentales y los instrumentos no vinculantes entre los Estados miembros y terceros países en el sector de la energía, y derogó la decisión nº 994/2012/UE.

— 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 también. La estrategia de calefacción y refrigeración propuesta se centra en facilitar la renovación de edificios, la eliminación de los obstáculos a la descarbonización, el incremento de las energías renovables y la eficiencia energética, así como en la búsqueda de mayor involucración de los ciudadanos y empresas.

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). Marcó como inicio de la utilización de los mecanismos CMP el 1 de octubre de 2013, excepto para el procedimiento UIOLI ST (*Use it or lose it – Short term*), que se implementó en julio de 2016.

Actividad en 2017: Durante 2017 se trabajó en la implementación 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. España implementó este código en marzo de 2014.

El ámbito de aplicación del Reglamento (UE) nº 984/2013 no definía las normas para asignación de la capacidad incremental, por lo que la Comisión Europea propuso realizar una enmienda al citado reglamento. Esta enmienda se realizó a través del procedimiento de elaboración de los códigos de red incluido en el artículo 6 del Reglamento 715/2009.

Actividad en 2017: El 17 de marzo de 2017 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) nº 2017/459 de la Comisión Europea, por el que se estableció un código de red de mecanismos de asignación de capacidad y se derogó al Reglamento nº 984/2013.

Definió los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas para la capacidad existente e incremental. Además, indicó cómo tenían que cooperar los transportistas adyacentes para facilitar las ventas de capacidad, atendiendo a las normas generales y técnicas relativas a los mecanismos de asignación de capacidad.

El reglamento fue de aplicación a todos a los puntos de interconexión y pudo aplicarse a los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, sujeto a decisión del *National Regulatory Authority* (NRA).

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 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 estableció un Código de Red de Balance de Gas en Sistemas de Transporte.

ACER y ENTSOG monitorizaron la correcta implementación de este código de red. El primer informe de implementación del código de balance realizado por ACER se publicó en noviembre de 2016.

Actividad en 2017: ENTSOG publicó el 13 de junio de 2017 el informe sobre la monitorización de la implementación del Código de Red de Balance, el segundo desde la aplicación del código, en octubre de 2015.

El 16 de noviembre de 2017, ACER publicó el segundo informe sobre la implementación del código de balance en los distintos países europeos.

De los informes se observó que la implementación del Código de Red de Balance no era uniforme en Europa: en algunos países el régimen de balance estaba bien desarrollado y en otros países apenas había habido progreso.

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

Actividad en 2017: ACER publicó su primer informe de monitorización del Código de Red de Interoperabilidad e Intercambio de Datos, que exploraba la efectividad de la implementación del código, y cubría tres áreas fundamentales: acuerdos de interconexión, calidad del gas e intercambio de datos.

El informe destacó que aún existía un número limitado de puntos de interconexión que carecían del requerido acuerdo de interconexión, mientras que otros no incluían todos los términos obligatorios que detallaba el código. ACER también subrayó que en general los acuerdos de interconexión eran confusos, instando a los NRAs a proponer modificaciones, y destacando como ejemplo de buena estructura y legibilidad el acuerdo de interconexión entre España y Portugal.

Además, ACER incidió en que el código se centrara en el acceso a la información sobre calidad de gas.

Asimismo, el informe analizó la implementación de la solución común de intercambio de datos definida por ENTSOG en las *Common Network Operation Tools* (CNOT).

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.

Actividad en 2017: Publicado en el DOUE el Reglamento (UE) nº 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se estableció un Código de Red sobre la Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas.

Este reglamento estableció un código de red que fijó las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, incluidas las normas sobre la aplicación de una metodología de precios de referencia, los correspondientes requisitos de publicación y de consulta, así como el cálculo de los precios de reserva para productos de capacidad normalizados.

Es de aplicación a todos los puntos de entrada y de salida de las redes de transporte de gas, a excepción de algunos capítulos. Entró en vigor 20 días después de su publicación en el DOUE.

Desarrollo de Infraestructuras

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

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

Actividad en 2017: Tras la publicación de la versión inicial del documento TYNDP 2017 a finales de 2016 y la realización de una consulta pública sobre el mismo, ENTSOG publicó la versión final el 28 de abril de 2017, así como un nuevo anexo del documento con los resultados de la consulta pública.

Gas Regional Investment Plan (GRIP)

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

El artículo 12.3 del mismo reglamento estableció que, con el fin de alcanzar los objetivos establecidos en los apartados 1 y 2 del artículo 12, la Comisión Europea podría 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 2017: El 27 de julio de 2017 los TSOs de la Región Sur publicaron el "Plan Regional de Inversiones de la Región Sur 2017".

Esta nueva edición del GRIP South se basó en ediciones previas. Complementó el TYNDP 2017 de ENTSOG y analizó en detalle demanda, suministros e infraestructuras de la Región Sur.

Summer/Winter Outlook Supply

Alcance descriptivo: Según el artículo 8.3 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSOG adoptaría unas perspectivas anuales de suministro para invierno y verano. Por otra parte, ENTSOG también realizaría, de manera voluntaria, un análisis estacional (invierno/verano) de la situación de las infraestructuras y del balance suministro/demanda.

Actividad en 2017: El 27 de abril de 2017, ENTSOG publicó el documento "Summer Supply Outlook 2017" y el "Summer Review 2016".

En el *Summer Supply Outlook 2017*, ENTSOG llevó a cabo un análisis de las infraestructuras de los sistemas gasistas europeos (de abril a septiembre de 2017) y se enfocó en la habilidad de las infraestructuras para permitir niveles adecuados de inyección en los almacenamientos subterráneos. Las conclusiones muestran que la red gasista europea es lo suficientemente robusta, en la mayor parte de Europa, para alcanzar al menos el 90% de llenado en los almacenamientos y permitir flexibilidad a los usuarios de la red gasista europea.

En el *Summer Review 2016*, ENTSOG realizó una revisión del verano de 2016 con el objetivo de conocer mejor las dinámicas estacionales de la demanda y de los suministros.

El 16 de octubre de 2017, ENTSOG publicó el documento "Winter Supply Outlook 2017/18" y el "Winter Review 2016/2017".

En el primero, analizó la capacidad de la red gasista europea para hacer frente a un invierno de "referencia", así como la resiliencia de la red en el caso de afrontar un invierno especialmente frío, incluyendo periodos de alta demanda.

En el segundo, se centró en el episodio de frío intenso de enero de 2017 a lo largo de toda Europa, y analizó cómo el sector gasista le hizo frente. Recogió también un análisis de cómo cada país se enfrentó a esta ola de frío excepcional (Bulgaria, Rumanía, Grecia, Italia), incluyendo los países que se vieron afectados por el fallo de las centrales nucleares francesas (Bélgica, Francia y España).

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 18 de noviembre de 2015 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 2017: Durante 2017 continuó el desarrollo del tercer proceso PCI.

El 24 de noviembre de 2017 la CE publicó el tercer informe sobre el estado de la Unión de la Energía, que estudió las perspectivas para 2018 y revisó los progresos realizados a lo largo del año anterior. La publicación del segundo informe fue en febrero de 2017, y del primero en noviembre de 2015. Asimismo, adoptó la tercera lista de proyectos de interés común (PCIs), donde figuran varios proyectos gasistas españoles: STEP (*'South Transit East Pyrenees'*), MidCat y la tercera interconexión con Portugal.

Edición:
Dirección General 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 •  

