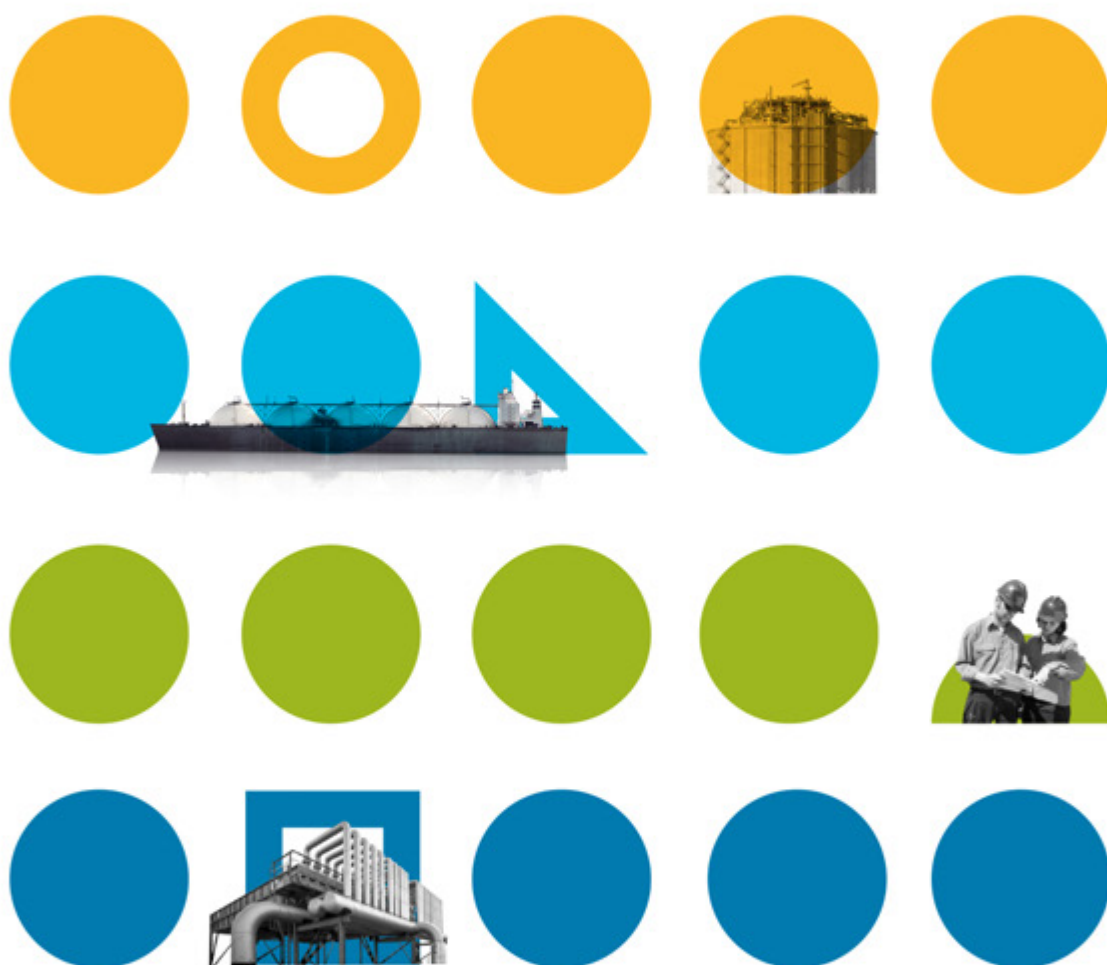


El Sistema Gasista Español

Informe 2018



Los datos contenidos en este informe
pueden experimentar pequeñas variaciones.

El Sistema Gasista Español

Informe 2018



Índice



1. Resumen de movimiento de gas y principales hitos

Pág. **8**



2. Demanda de gas natural

Pág. **16**



3. Aprovechamientos de GN y GNL

Pág. **46**



4. Plantas de regasificación

Pág. **56**

5. Conexiones internacionales

Pág. **80**

9. Mercados de gas

Pág. **126**

6. Almacenamientos subterráneos

Pág. **90**

10. Desarrollo legislativo y transparencia

Pág. **140**

7. Transporte de gas

Pág. **96**

8. Capacidad de acceso y plataforma de contratación

Pág. **102**

Datos clave



349 TWh

Demanda gasista nacional. Destacó con 287,5 TWh la demanda convencional (cifra récord de este mercado)



57%

Aprovisionamientos en forma de gas natural (GN)



14

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

21%

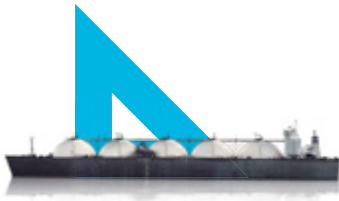
Crecimiento de la extracción en los almacenamientos subterráneos

84

Días: el GTS realizó acciones de balance, 11 de compra (338 GWh) y 73 de venta (1.852 GWh)

15.233

Operaciones formalizadas en la Plataforma de Contratación de Capacidad



3

Nuevos países en la cartera de suministradores

Rusia, República Dominicana y Camerún. Además, Bélgica volvió a ser un proveedor de GNL



727

Asistentes al Comité de Seguimiento

del Sistema Gasista. La convocatoria de enero contó con 143 asistentes, máximo anual



100

Países desde donde se registraron visitas al apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás

156

Usuarios adheridos al Contrato Marco de acceso a las instalaciones

124

Usuarios habilitados en el Punto Virtual de Balance (PVB)

3

Entraron en operación **2 Cámaras de Compensación** y **1 Plataforma de Negociación**

1.

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 2018.

- La demanda convencional, que engloba el consumo en hogares, comercios, industrias y cogeneración, así como el mercado de cisternas, creció un 4,5% hasta alcanzar los 287,5 TWh, cifra récord histórica de este mercado.
- Tanto la demanda industrial como doméstico-comercial registraron sus máximos históricos de consumo, con 209,6 TWh y 66,1 TWh, respectivamente.
- El aumento de la demanda convencional del 4,5% (12 TWh) se produjo principalmente por el crecimiento del sector industrial, que aumentó un 4,1% respecto a 2017. La demanda doméstico-comercial registró un crecimiento del 6,3% respecto al ejercicio anterior.
- Las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 61,8 TWh, un 18,3% menos que el año anterior.
- El leve descenso de la demanda nacional (0,4%) fue consecuencia, fundamentalmente, del menor consumo de gas del sector eléctrico.
- Los máximos diarios de demanda, tanto nacional como convencional, se registraron el 8 de febrero con 1.515 GWh y 1.221 GWh, respectivamente.
- El máximo diario de entrega de gas para generación eléctrica se alcanzó el 19 de noviembre con 413 GWh.
- El consumo anual monitorizado de gas vehicular en España creció un 26% y alcanzó en 2018 los 1,9 TWh.
- Las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y Comunidad Valenciana, que acumularon casi la mitad de la demanda nacional de gas natural.
- El Sistema Gasista español, como en años anteriores, mantuvo un alto grado de diversificación y se importó gas natural de catorce países, dos más que en 2017.
- Argelia continuó siendo el principal proveedor del Sistema, seguido de Nigeria y del gas procedente de Europa a través de Francia.
- Los suministros en forma de gas natural (GN), 57%, superaron a los de gas natural licuado (GNL), 43%, por sexto año consecutivo.
- Las entradas en forma de GN acumularon 225.494 GWh.
- El gas exportado a través de las conexiones internacionales fue 30.993 GWh, un 0,8% más que el año anterior.
- Durante 2018 se exportaron por Francia 8.667 GWh frente a los 892 GWh registrados en el ejercicio anterior.
- Un total de 192 buques metaneros descargaron en las plantas del Sistema. El volumen descargado ascendió a 167.001 GWh.

- Cada una de las plantas de regasificación recibió gas procedente de al menos tres 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.
- Se incluyeron tres nuevos países a la cartera de suministradores de GNL: Rusia, República Dominicana y Camerún. Además, Bélgica, que no suministraba GNL desde 2014, volvió a formar parte de la cartera de proveedores.
- A 31 de diciembre de 2018, las existencias en las plantas de regasificación alcanzaban el 70% de la capacidad.
- En las plantas de regasificación el uso medio de la capacidad de contratación se situó en el 80%.
- La carga de cisternas (11.729 GWh) se incrementó un 3% con respecto a 2017. Destacó el aumento del 27% en la Planta de Bilbao, el 25% en la Planta de Cartagena y el 13% en la Planta de Barcelona.
- Se registraron incrementos en la regasificación de las plantas de Bilbao (8%) y Mugaros (4%).
- La extracción acumulada durante el ejercicio fue de 6.260 GWh, cifra un 21% superior a la del año anterior. Por su parte, la inyección ascendió a 6.897 GWh.
- A finales de 2018, el Sistema Gasista español contaba con un total de 11.369 km de gasoductos de transporte primario y un total de 13.361 km, incluyendo los secundarios.
- En 2018 se realizó la primera prueba de repostaje de GNL de barco a barco como parte del proyecto CORE LNGas hive para el uso de gas natural en el sector marítimo como combustible alternativo.
- A 31 de diciembre de 2018, 124 usuarios figuraban como habilitados en el Punto Virtual de Balance (PVB) y 156 usuarios como adheridos al Contrato Marco de acceso a las instalaciones.
- En la Plataforma de Contratación de Capacidad, administrada por el Gestor Técnico del Sistema (GTS), se formalizaron 15.233 contratos.
- Los precios europeos de referencia del producto *day-ahead* estuvieron condicionados por la ola de frío europea, denominada 'Bestia del Este' y que se produjo entre el 24 de febrero y 19 de marzo, y la subida de precios del CO₂ hasta niveles de 2008. En este periodo el precio del gas en el mercado español se mantuvo alejado de los precios anormalmente altos registrados en otros países europeos.
- De acuerdo con la Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, 49 GWh procedentes del excedente de mermas, almacenado como gas de maniobra por el Gestor Técnico del Sistema, se destinaron a reducir las necesidades de gas de operación en 2018. Además, el Gestor Técnico del Sistema adquirió 922 GWh en el Mercado Organizado de Gas en concepto de gas de operación sufragado.
- El 24 de abril de 2018, MIBGAS Derivatives comenzó sus sesiones de negociación, día en el que OMIClear realizó la primera notificación al GTS que incluía tanto las transacciones negociadas en MIBGAS Derivatives como las transacciones registradas en OMIP.
- El 7 de junio de 2018, BME Clearing realizó su primera notificación al GTS.
- En 2018 se registraron 192.244 transacciones bilaterales (OTC) en la plataforma MS-ATR, lo que supuso un volumen negociado de 497.266 GWh.
- El Gestor Técnico del Sistema realizó 84 acciones de balance: 11 de compra y 73 de venta, por un total de 2.189 GWh.

- Enagás GTS fue sometido voluntariamente, tal y como viene haciéndose cada año desde 2011, a revisión externa de su sistema de control de procesos en los ámbitos de la 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 2017 y el 31 de diciembre de 2017, conforme a la norma ISO 9001.

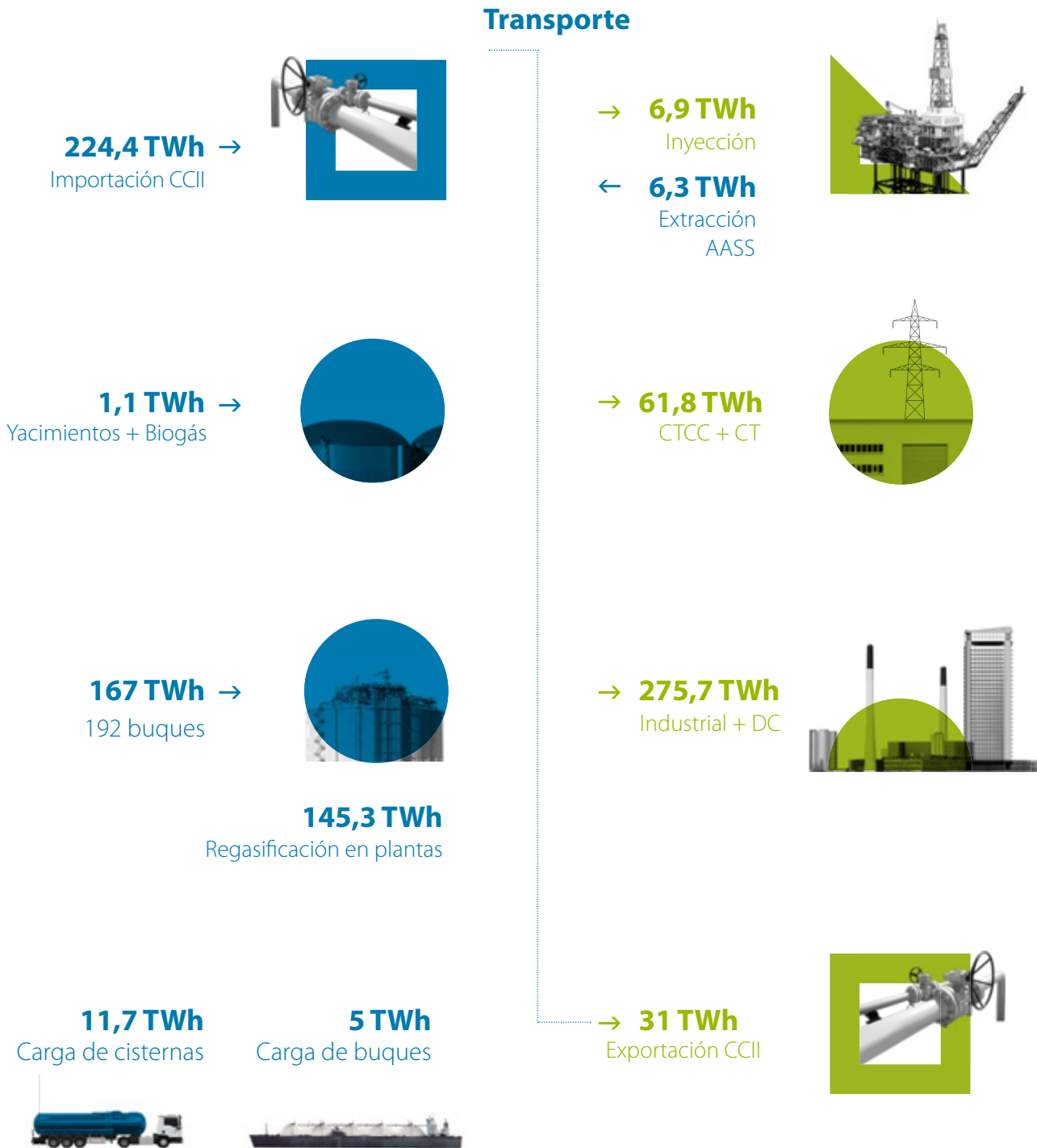
Adicionalmente, según el estándar “*Statement on Standards for Attestation Engagements (SSAE) N° 18*” se efectuó la auditoría del proceso de Seguridad de Suministro para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2017.

Estas auditorías pusieron 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.

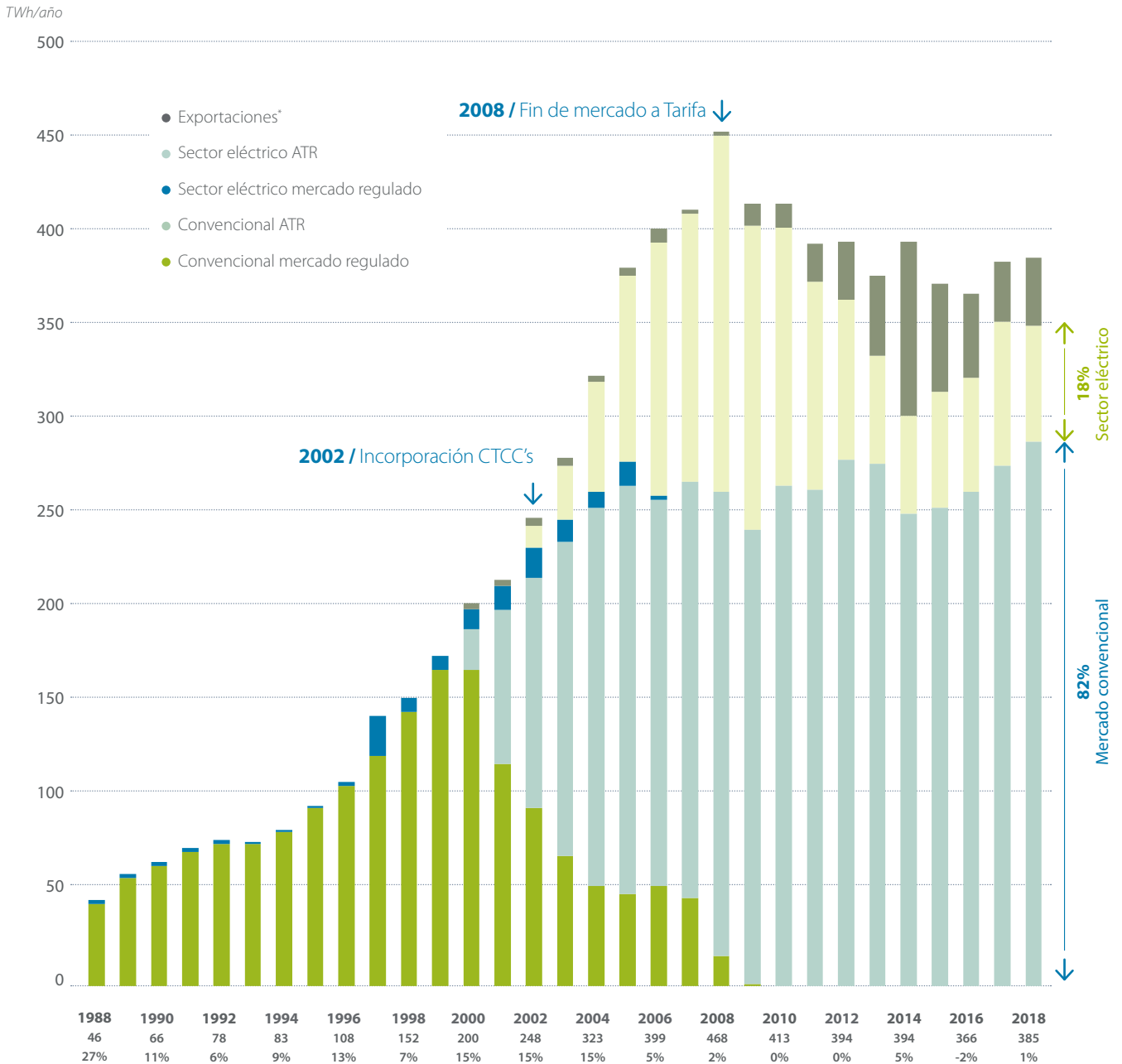
15.233

Contratos formalizados
en la Plataforma de Contratación
de Capacidad en 2018

□ Cadena de valor del Sistema Gasista español

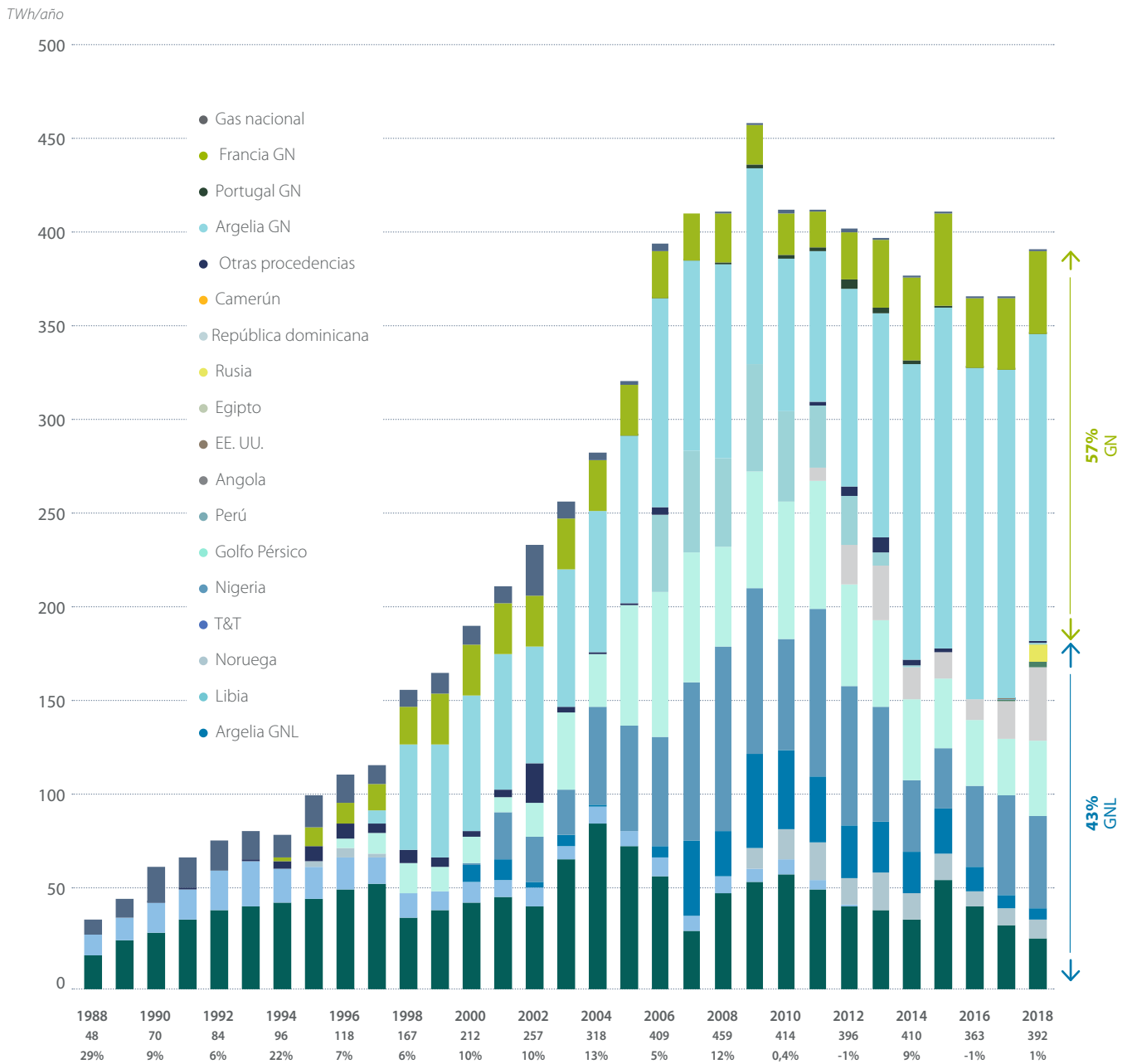


□ Evolución de las entregas de gas



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

□ Evolución de los aprovisionamientos



2.

Demanda
de gas natural



En 2018 la demanda convencional alcanzó los 287,5 TWh, cifra que marcó récord histórico de este mercado.

La demanda gasista nacional ascendió a 349,3 TWh, valor similar al registrado en 2017, cuando el consumo creció un 9%. Por su parte, el mercado convencional se incrementó en 12 TWh (4,5%).

La demanda convencional alcanzó los 287,5 TWh, cifra récord en este mercado como consecuencia de los crecimientos de la demanda industrial, 8 TWh (4,1%), y de la demanda doméstico-comercial, 4 TWh (6,3%). Además, se registraron nuevos récords históricos de consumo: 209,6 TWh récord industrial y 66,1 TWh récord doméstico-comercial. La demanda para generación de electricidad disminuyó 14 TWh (18,3%).

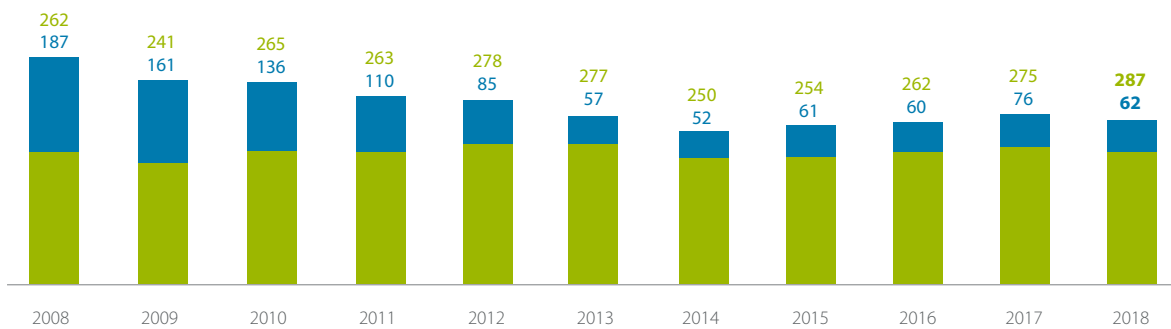
□ Evolución de demanda de gas

TWh	2017	2018	Cierre 2018 vs. Real 2017	
	Real	Cierre	TWh/año	(%)
Demanda				
Convencional	275,1	287,5	12,4	4,5%
DC y pymes	62,2	66,1	3,9	6,3%
Industrial	201,4	209,6	8,2	4,1%
Cisternas GNL	11,4	11,7	0,3	2,5%
S. Eléctrico	75,7	61,8	-13,9	-18,3%
Total demanda nacional	350,8	349,3	-1,5	-0,4%

349,3 TWh

Demanda nacional
en 2018

TWh/año

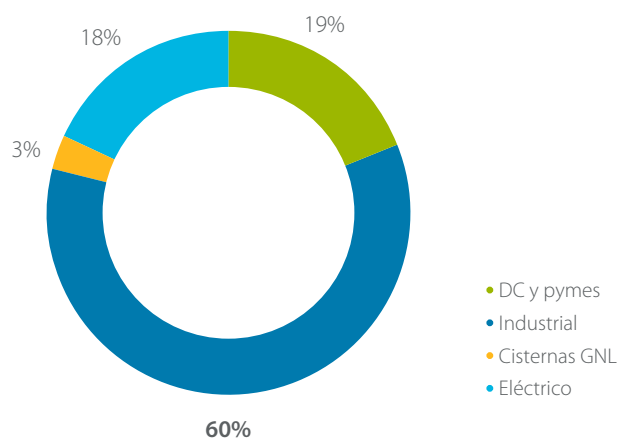


- Mercado convencional
- Mercado eléctrico

En 2018 el mercado industrial continuó siendo el principal demandante de gas y acumuló un 60% del total consumido. El uso de gas destinado al sector doméstico-comercial y pymes se situó en segundo lugar con un 19%, por delante de la generación eléctrica con un 18%. Las cisternas de GNL representaron el 3% del total.

○ Porcentaje de demanda de gas

% Demanda gas natural 2018



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 2018 con un incremento del 4,5% respecto al año anterior. Por su parte, las entregas de gas para generación eléctrica a partir de ciclos combinados y centrales térmicas disminuyeron un 18,3% respecto al año 2017.

Demanda total por comunidades autónomas

Durante el año 2018, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron Cataluña, Andalucía y Comunidad Valenciana. Entre ellas suman cerca de la mitad del consumo total de gas natural en España.

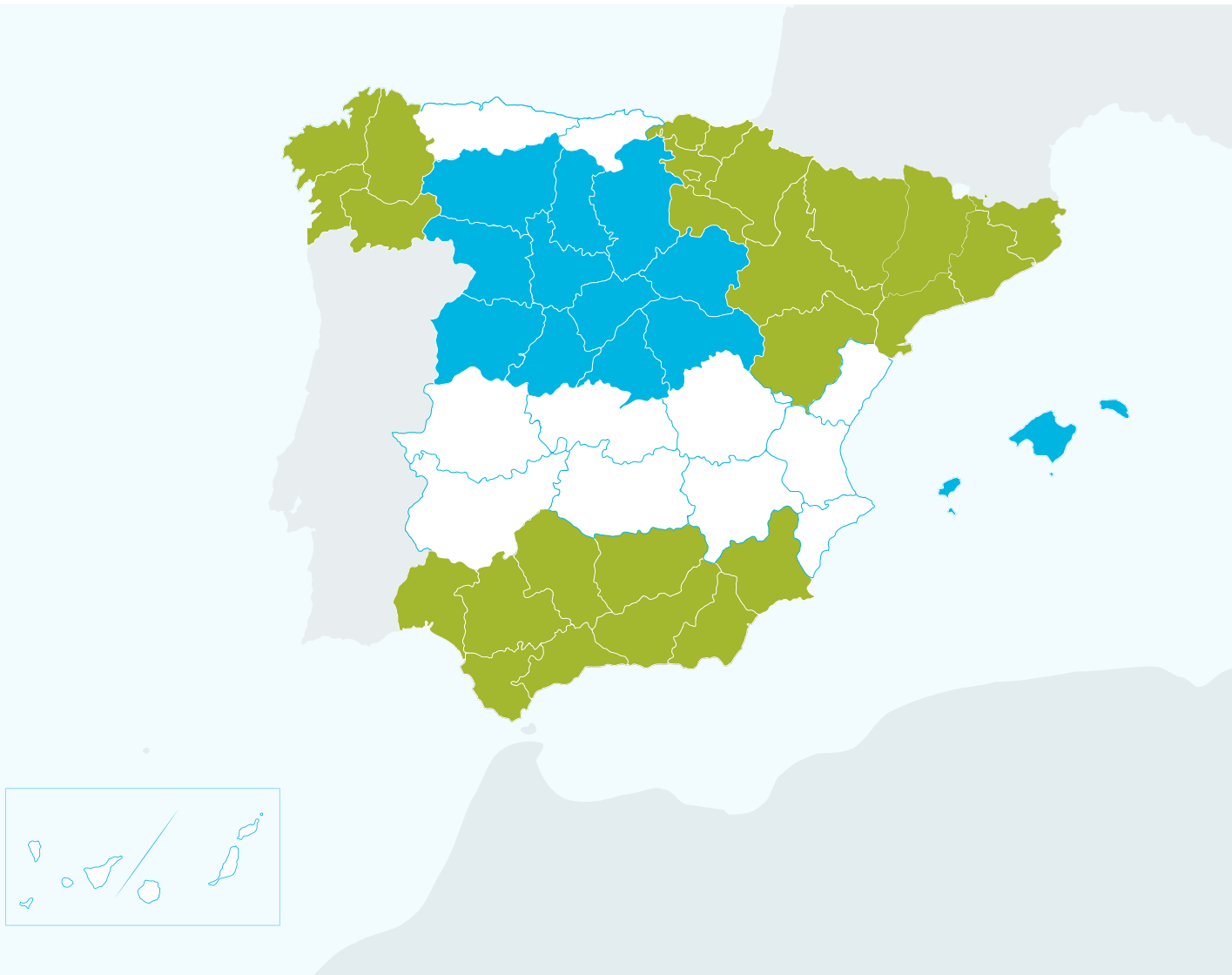
Por el contrario, la comunidad autónoma que vio más reducido su consumo de gas fue Navarra (-14%).

▣ Demanda por CCAA

TWh CCAA	DC y pymes			Industrial			S. Eléctrico			Total demanda gas de emisión		
	2018	Δ vs. 2017		2018	Δ vs. 2017		2018	Δ vs. 2017		2018	Δ vs. 2017	
Andalucía	1,9	0,2	12%	31,4	0,9	3%	13,4	-2,9	-18%	46,7	-1,8	-4%
Aragón	3,0	0,2	6%	13,3	0,4	3%	0,2	-2,3	-92%	16,5	-1,7	-10%
Asturias	2,0	0,2	8%	5,4	0,5	10%	1,3	-0,2	-13%	8,7	0,4	5%
Baleares	0,7	0,1	10%	0,2	0,0	-5%	4,5	1,2	36%	5,5	1,2	29%
C. Valenciana	2,9	-0,2	-6%	26,6	0,5	2%	8,8	0,0	0%	38,3	0,3	1%
Cantabria	0,9	0,0	1%	5,5	0,9	20%	0,0	0,0	0%	6,5	0,8	13%
Castilla-La Mancha	2,1	0,3	13%	11,5	0,5	4%	3,1	-0,5	-15%	16,8	0,2	1%
Castilla y León	6,2	0,6	11%	13,8	0,4	3%	0,0	0,0	0%	19,9	1,2	7%
Cataluña	14,8	-0,2	-1%	37,7	1,0	3%	15,6	-2,0	-11%	68,1	-1,2	-2%
Extremadura	0,6	0,1	12%	1,9	0,1	4%	0,0	0,0	0%	2,4	0,1	5%
Galicia	1,9	0,0	0%	11,6	-0,2	-2%	1,8	-1,9	-51%	15,4	-2,1	-12%
La Rioja	1,0	0,1	7%	2,8	0,6	30%	2,3	-1,2	-34%	6,1	-0,5	-8%
Madrid	19,9	2,5	14%	7,7	1,0	16%	0,0	0,0	0%	27,6	3,5	15%
Murcia	0,5	0,0	11%	16,6	0,7	4%	6,4	-0,9	-12%	23,5	-0,1	-1%
Navarra	2,0	0,0	1%	4,4	0,2	6%	1,4	-1,5	-51%	7,9	-1,2	-14%
País Vasco	5,5	0,2	3%	19,1	0,6	3%	3,0	-1,8	-37%	27,6	-1,0	-3%

Adicionalmente, el mercado de cisternas de GNL registró en 2018 un consumo de 11,7 TWh (11,3 TWh suministraron gas a destinos dentro de la geografía nacional y 0,4 TWh al extranjero).

▴ Demanda total de gas de emisión por CCAA en 2018



Δ vs. 2017

● > 1 TWh/año

● [0; +1] TWh/año

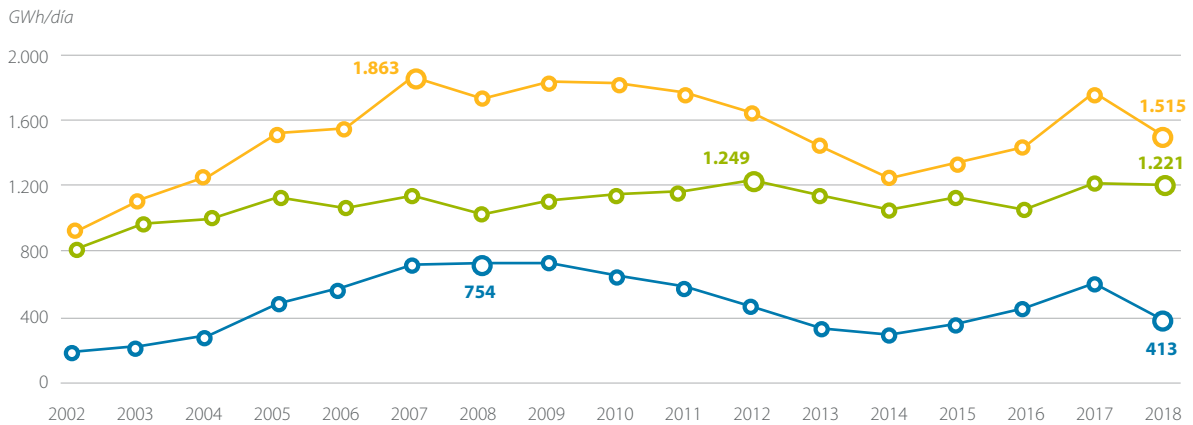
● < 0 TWh/año

Máximos de demanda

Los máximos diarios que se alcanzaron en 2018 fueron:

- **Demanda nacional total**, 1.515 GWh/día. Se registró el 8 de febrero.
- **Demanda convencional**, 1.221 GWh/día. Se registró el 8 de febrero.
- **Demanda sector eléctrico**, 413 GWh/día. Se registró el 19 de noviembre.

○ Evolución máximos anuales de demanda



- Sector convencional
- Sector eléctrico
- Demanda nacional

1.515 GWh/día

Máximo de demanda nacional total en 2018



Demanda convencional

En el ejercicio 2018 el sector convencional alcanzó los 287,5 TWh, cifra un 4,5% superior a la del año anterior, además de ser el máximo histórico.

Este crecimiento se debió, por un lado, al aumento del mercado industrial y, por otro, al sector doméstico-comercial y pymes, en el que también se registraron cifras récord históricas. La variación en el sector doméstico-comercial estuvo motivada por dos factores:

- Los nuevos clientes de gas. En torno a 72.000 más que en 2017, lo que supuso una subida de 0,6 TWh en este segmento de demanda.
- Las temperaturas. Fueron más frías durante el primer semestre del año provocando un incremento de demanda de 3,3 TWh.

La combinación de ambos factores derivó en un aumento del sector doméstico-comercial de 3,9 TWh (6,3%).

Por otro lado, la demanda del sector industrial acumuló 209,6 TWh, un 4,1% más que el año anterior, debido principalmente a los sectores de servicios (17%), construcción (8%) y electricidad (6%).

Corrección de laboralidad y temperatura

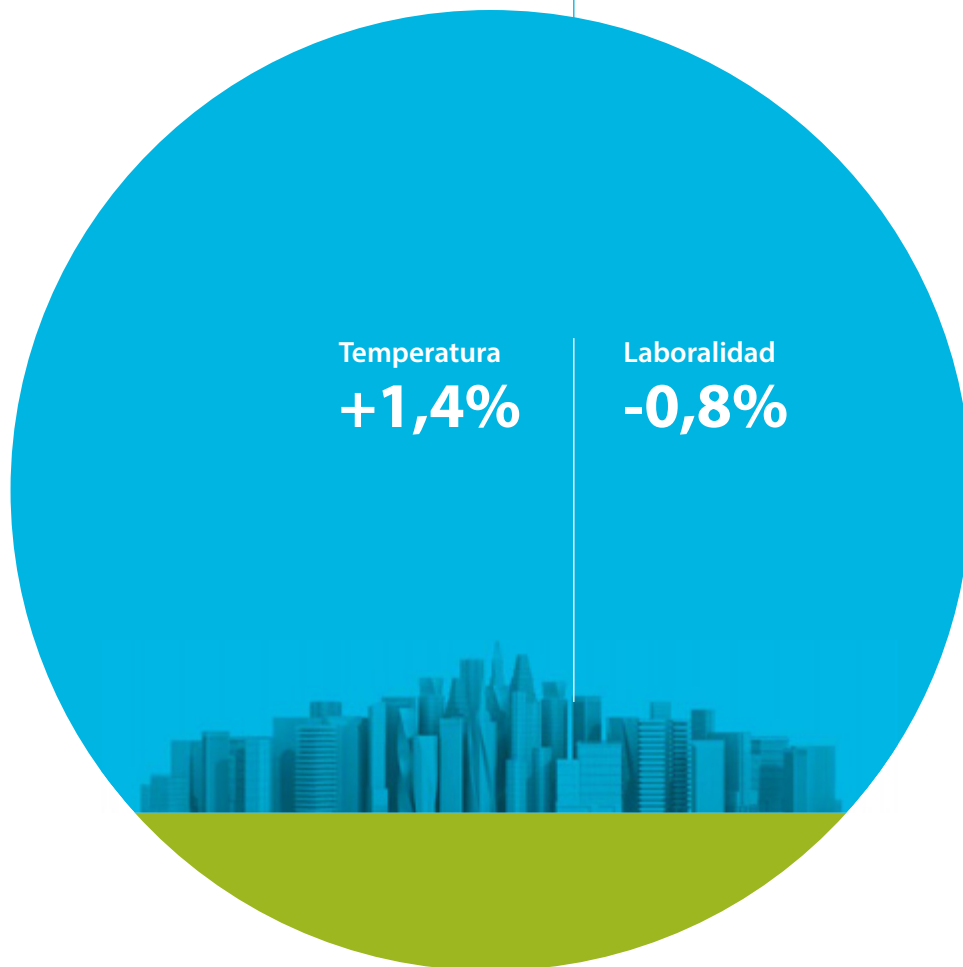
Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el incremento de la demanda convencional respecto al año anterior se estima en el 3,8%.

Sector convencional

+ 4,5%
+ 12,4 TWh

+3,8%

Corregido temperatura
y laboralidad

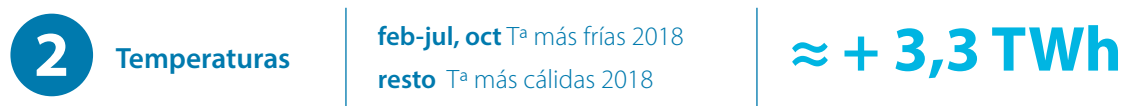
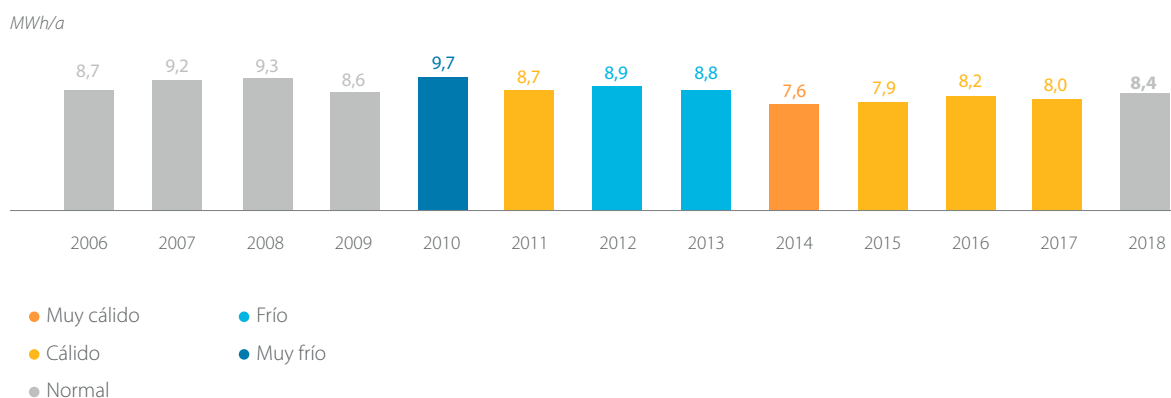


Mercado doméstico-comercial y pymes

En 2018 la demanda de gas del mercado doméstico-comercial y pymes registró un aumento de 3,9 TWh (6,3%) respecto al año anterior.

Este aumento se debió al efecto de las temperaturas. A excepción de enero, agosto, septiembre, noviembre y diciembre, se registraron temperaturas más frías en 2018 que en 2017. Esto ocasionó un aumento de 3,3 TWh en el consumo de gas de este mercado.

Además, la incorporación de nuevos clientes, en torno a 72.000, aportaron 0,6 TWh adicionales.



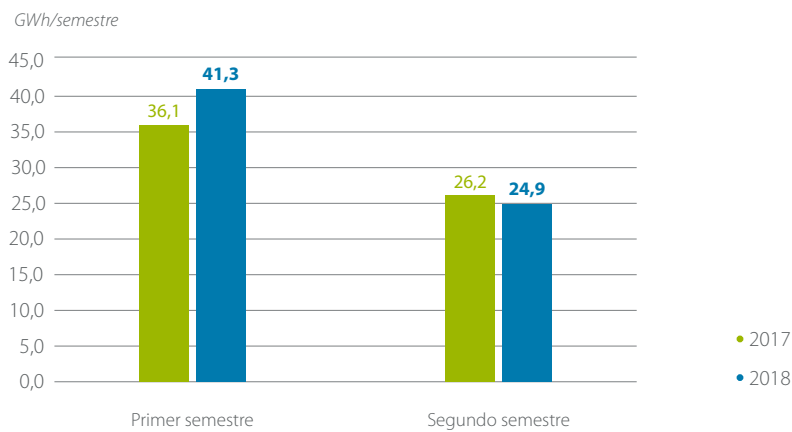
A pesar de ser más frío que el año anterior, 2018 se caracterizó por una temperatura normal respecto a las temperaturas de referencia del Sistema Gasista.

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

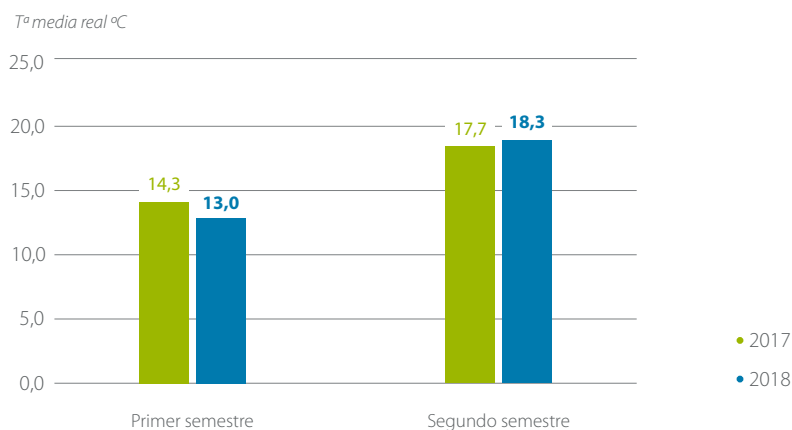
Por semestres, destacaron temperaturas más frías en la primera mitad de 2018 que en 2017, que dieron lugar a un aumento del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes de 5,2 TWh respecto al mismo periodo anterior.

Por el contrario, la segunda mitad del año se caracterizó por unas temperaturas más cálidas que en 2017, lo que provocó una caída de 1,3 TWh del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes.

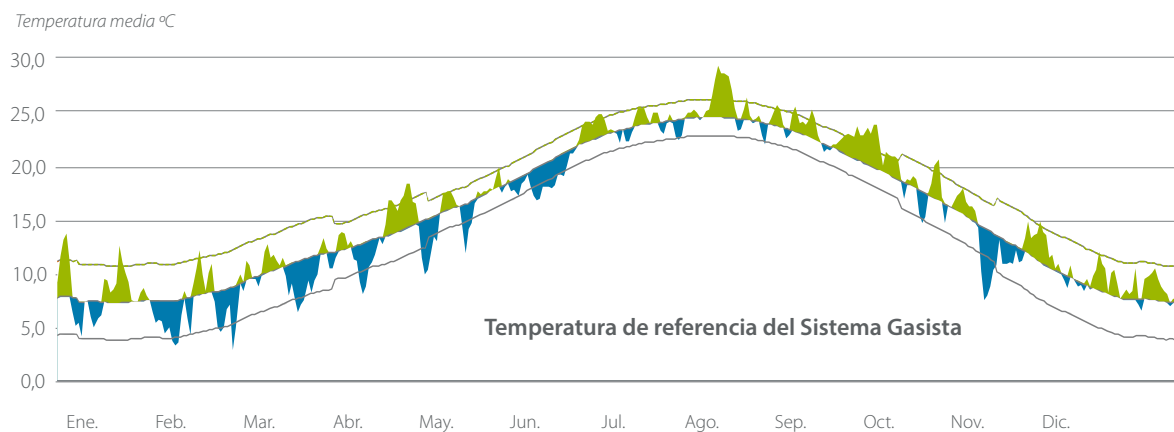
○ Demanda doméstico-comercial y pymes por semestres



○ Temperatura media por semestres



A continuación, se muestra la evolución de la temperatura media de referencia del Sistema Gasista a lo largo de 2018. Esta curva de temperaturas se construye como combinación de los observatorios meteorológicos más próximos a los principales núcleos de consumo residencial de gas natural.

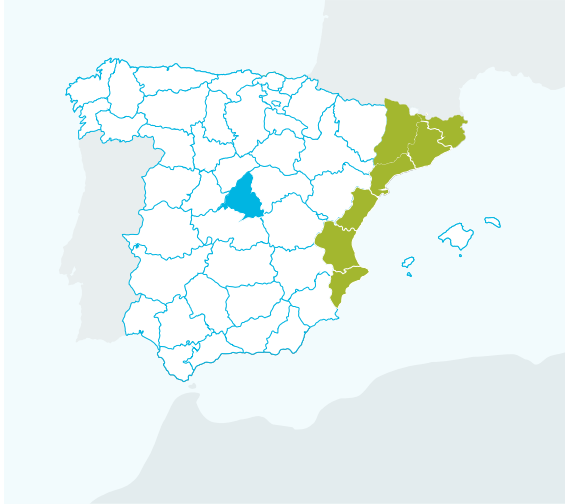


Valoración frío/calor	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	2018
Σ °C por exceso	46,02	15,40	16,68	37,39	12,28	16,54	13,23	44,84	55,38	23,93	26,11	39,60	347,40
Σ °C por defecto	-15,84	-56,36	-36,71	-31,59	-29,11	-31,01	-11,92	-6,97	-1,49	-37,05	-17,46	-2,46	-277,97
Variación	30,18	-40,95	-20,03	5,80	-16,83	-14,47	1,31	37,86	53,89	-13,12	8,65	37,14	69,43

5,2 TWh

Aumento del consumo de gas del sector doméstico-comercial y pymes en el primer semestre de 2018

□ Demanda sector doméstico-comercial y pymes por CCAA



Δ vs. 2017

- > 1 TWh/año
- [0; +1] TWh/año
- < 0 TWh/año

CCAA	DC y pymes		
	2018	Δ vs. 2017	
Andalucía	1,9	0,2	12%
Aragón	3,0	0,2	6%
Asturias	2,0	0,2	8%
Baleares	0,7	0,1	10%
C. Valenciana	2,9	-0,2	-6%
Cantabria	0,9	0,0	1%
Castilla-La Mancha	2,1	0,3	13%
Castilla y León	6,2	0,6	11%
Cataluña	14,8	-0,2	-1%
Extremadura	0,6	0,1	12%
Galicia	1,9	0,0	0%
La Rioja	1,0	0,1	7%
Madrid	19,9	2,5	14%
Murcia	0,5	0,0	11%
Navarra	2,0	0,0	1%
País Vasco	5,5	0,2	3%

Por comunidades autónomas, el mayor incremento se localizó en Madrid (2,5 TWh/año) y el mayor descenso en la Comunidad Valenciana y Cataluña (-0,2 TWh/año).

Mercado industrial

El consumo de gas del sector industrial ascendió en 2018 a 209,6 TWh, lo que supuso una subida de 8,2 TWh (4,1%) respecto a 2017.

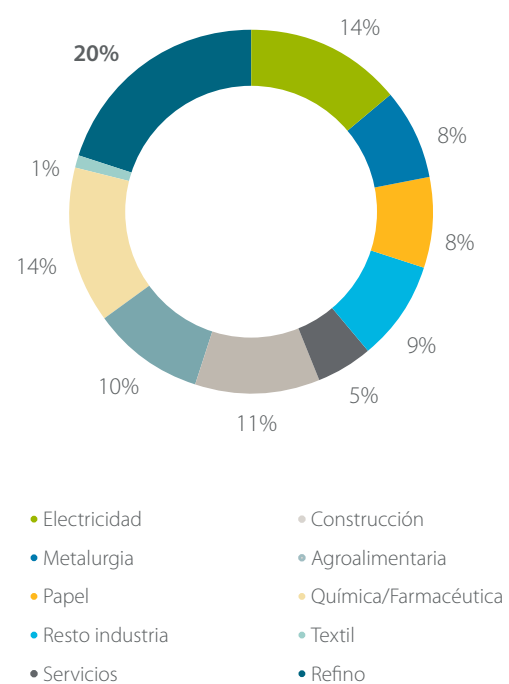
Este incremento en la demanda de gas para el mercado industrial fue generalizado en todos los sectores, a excepción del textil.

El sector industrial con mayor porcentaje de crecimiento de su consumo de gas fue el de servicios, que aumentó un 17%, seguido del sector de la construcción con un 8%.

Consumo por sectores industriales

Sector	2018 TWh	Δ 2018 vs. 2017 TWh/año %	
Electricidad	29,1	1,7	6%
Metalurgia	15,8	0,2	1%
Papel	16,9	0,8	5%
Resto industria	18,8	1,0	6%
Servicios	10,3	1,5	17%
Construcción	23,9	1,8	8%
Agroalimentaria	20,7	0,2	1%
Química/Farmacéutica	28,9	0,3	1%
Textil	2,3	0,0	-1%
Refino	42,4	0,0	0%

Peso de cada sector en la demanda total industrial



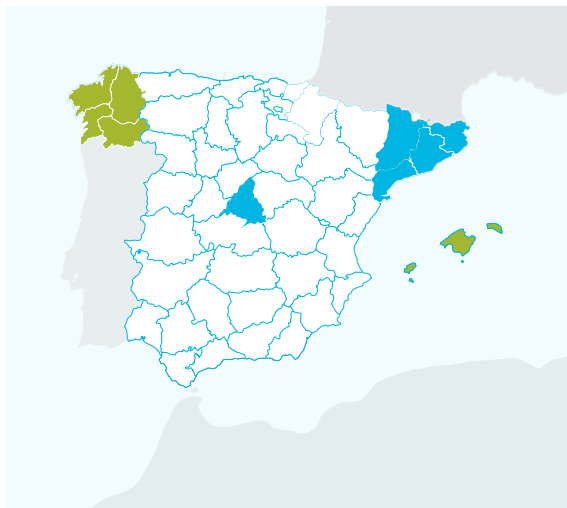
Distribución de la demanda industrial de gas por CCAA

Por comunidades autónomas, en 2018 destacó la subida respecto al año anterior de los sectores industriales de gas natural en toda la geografía española, a excepción de Galicia y Baleares.

Las comunidades autónomas que experimentaron mayores incrementos en 2018 respecto a 2017 fueron: Madrid (16%), debido principalmente a incrementos en el sector de la construcción; Cataluña (3%), principalmente en electricidad (sin incluir ciclos combinados ni centrales térmicas); Andalucía (3%), donde el mayor consumo se registró en el sector de la electricidad (sin incluir ciclos combinados ni centrales térmicas); Cantabria (20%), destacó considerablemente el aumento del sector del papel; y en Murcia (4%) con el crecimiento del sector agroalimentario.

El resto de comunidades tuvieron un aumento más moderado.

▣ Demanda industrial por CCAA



Δ vs. 2017

- > 1 TWh/año
- [0; +1] TWh/año
- < 0 TWh/año

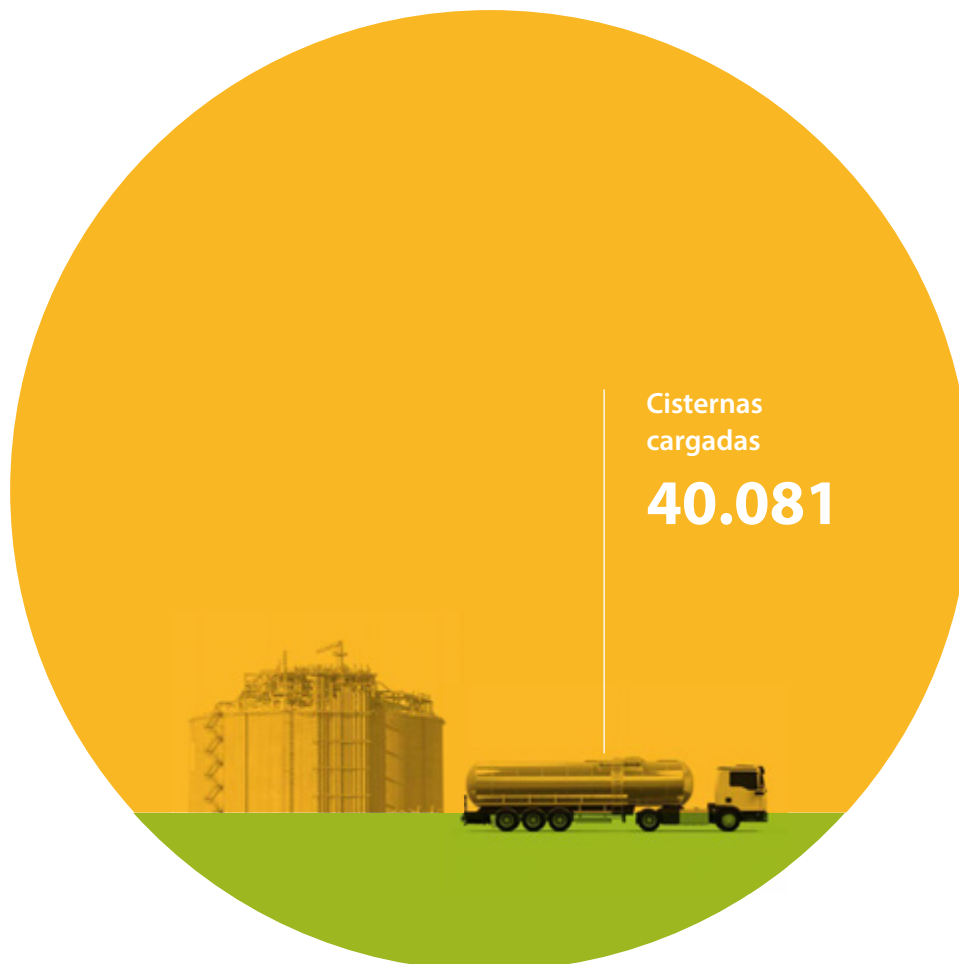
Fuente: Elaboración propia

CCAA	Industrial		
	2018	Δ vs. 2017	
Andalucía	31,4	0,86	3%
Aragón	13,3	0,35	3%
Asturias	5,4	0,48	10%
Baleares	0,2	-0,01	-5%
C. Valenciana	26,6	0,50	2%
Cantabria	5,5	0,91	20%
Castilla-La Mancha	11,5	0,47	4%
Castilla y León	13,8	0,37	3%
Cataluña	37,7	1,02	3%
Extremadura	1,9	0,07	4%
Galicia	11,6	-0,19	-2%
La Rioja	2,8	0,64	30%
Madrid	7,7	1,05	16%
Murcia	16,6	0,68	4%
Navarra	4,4	0,23	6%
País Vasco	19,1	0,62	3%

Mercado de cisternas de GNL

Principales indicadores del mercado de cisternas de GNL

La carga de cisternas ascendió en 2018 a 11,7 TWh (40.081 cisternas), lo que supuso una subida de 289 GWh (2,5%) respecto a 2017. Barcelona fue la planta de carga con mayor actividad, seguida de Huelva y Cartagena. Por comunidades autónomas, el mayor incremento se localizó en Cataluña (0,21 TWh) y el mayor descenso en Andalucía (-0,24 TWh).



Mugardos 1,3 TWh 4,4 mil cargas	Huelva 2,8 TWh 9,4 mil cargas	Cartagena 2,6 TWh 9,1 mil cargas	Barcelona 3,1 TWh 10,7 mil cargas	Sagunto 1,1 TWh 3,7 mil cargas	Bilbao 0,8 TWh 2,8 mil cargas
---	---	--	---	--	---

□ Demanda de cisternas por CCAA



Δ vs. 2017

- > +0,2 TWh/año
- [-0,2; +0,2] TWh/año
- < -0,2 TWh/año

Fuente: Elaboración propia

CCAA	Cisternas		
	2018	Δ vs. 2017	
Andalucía	2,90	-0,2	-8%
Aragón	0,65	0,0	6%
Asturias	0,20	-0,1	-38%
Baleares	0,08	0,0	-6%
C. Valenciana	0,81	0,1	10%
Cantabria	0,04	0,0	36%
Castilla-La Mancha	0,64	0,2	36%
Castilla y León	0,73	0,1	18%
Cataluña	2,45	0,2	10%
Extremadura	0,49	0,0	-8%
Galicia	0,80	0,1	8%
Gran Canaria	0,01	0,0	-2%
La Rioja	0,08	0,1	>100%
Madrid	0,30	0,0	5%
Murcia	0,80	0,1	12%
Navarra	0,15	0,0	31%
País Vasco	0,16	0,0	3%
Extranjero	0,47	-0,1	-24%

La descarga de camiones cisterna en plantas satélite de GNL tuvo lugar a lo largo de toda la geografía española.

En cuanto a los destinos de las plantas satélite, el año 2018 cerró con 1.194 destinos activos, lo que supuso un incremento del 15% respecto a 2017 (154 destinos más).

Según la planta de carga, Cartagena se posicionó en primer lugar con 312 destinos activos, seguida de Sagunto, Barcelona y Huelva, las tres por encima de los 200 destinos. En la Planta de Mugaridos se contabilizaron 135 y en la de Bilbao 134.

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

▴ Número de destinos según planta de carga



1.194

Número total
destinos

+182 nuevos destinos

90

Número de destinos
extranjeros

+27 nuevos destinos

● **Mugardos**
135 destinos
+17% vs. 2017

● **Huelva**
247 destinos
+22% vs. 2017

● **Cartagena**
312 destinos
+45% vs. 2017

● **Barcelona**
309 destinos
+12% vs. 2017

● **Sagunto**
311 destinos
+13% vs. 2017

● **Bilbao**
134 destinos
+37% vs. 2017

Gas natural para transporte

Transporte terrestre

El consumo anual monitorizado de gas vehicular en España (alrededor del 70% del total) creció un 26% respecto a 2017 y alcanzó los 1,9 TWh/año.

La comunidad autónoma con mayor consumo de gas natural para transporte terrestre fue Madrid, seguida de Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana. Entre ellas suman cerca del 80% del consumo total de gas natural en España para dicho sector.

▣ Demanda de transporte terrestre por CCAA



Δ vs. 2017

- > +0,5 TWh/año
- [+0,05; +0,5] TWh/año
- < +0,05 TWh/año

Fuente: Elaboración propia

26%

Aumento del consumo monitorizado de gas vehicular

Transporte marítimo (TTS)

El proceso *Truck-To-Ship* (TTS) consiste en el suministro de GNL al barco desde uno o varios camiones cisterna, situados en el muelle donde está el buque atracado.

En 2018 la demanda de GNL para transporte marítimo TTS registró un aumento de 0,004 TWh (32%) respecto al año anterior, hasta alcanzar 0,016 TWh. Se realizaron un total de 53 descargas de cisternas a buques.

Actualmente, existen ocho puertos en España donde se puede realizar esta actividad. En el Puerto de Valencia es donde se llevan a cabo más del 50% de las operaciones.

53

operaciones



Fuente: Elaboración propia

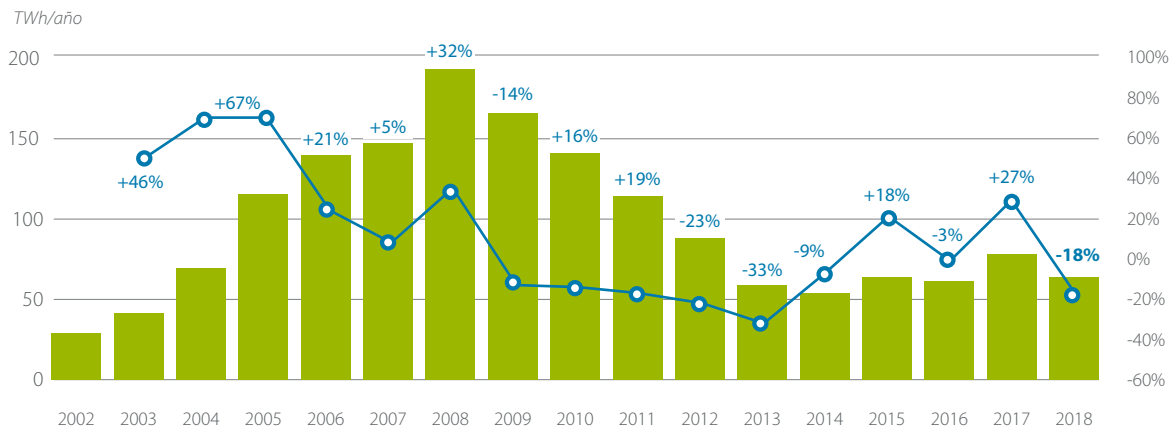
32%

Aumento de la demanda
de GNL TTS

Entregas de gas natural para generación eléctrica

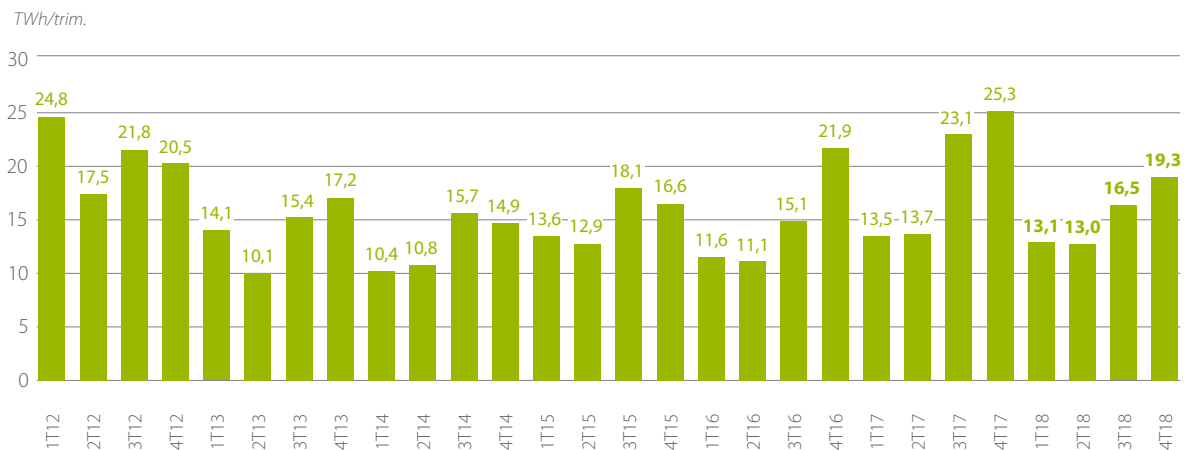
En 2018 las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 61,8 TWh, de los que 61,6 TWh correspondieron al consumo de gas para ciclos combinados y 0,2 TWh al consumo de gas de las centrales térmicas. Esta cifra es un 18% inferior a la registrada en 2017, debido principalmente a un aumento de la generación renovable, en particular de la hidráulica, ya que 2017 fue un año especialmente seco.

Entregas de gas para generación eléctrica



Este consumo se intensificó a partir del tercer trimestre del año como consecuencia de una menor generación hidráulica, en comparación con los trimestres anteriores.

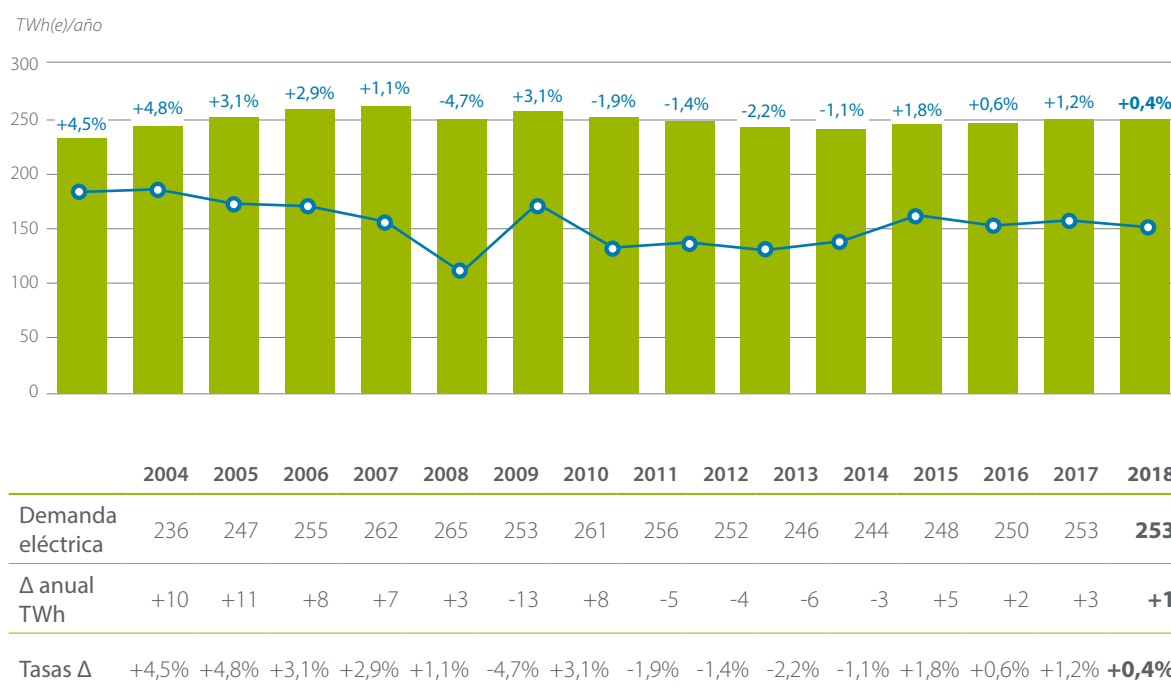
Consumo trimestral de gas para el sector eléctrico



Evolución de la demanda eléctrica

La demanda de energía eléctrica en España, con datos estimados a cierre de año, experimentó en 2018 un crecimiento del 0,4% respecto al año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y temperatura, el incremento se estima en el 0,3%. Por su parte, la generación registró un descenso del 0,5%.

○ Demanda eléctrica



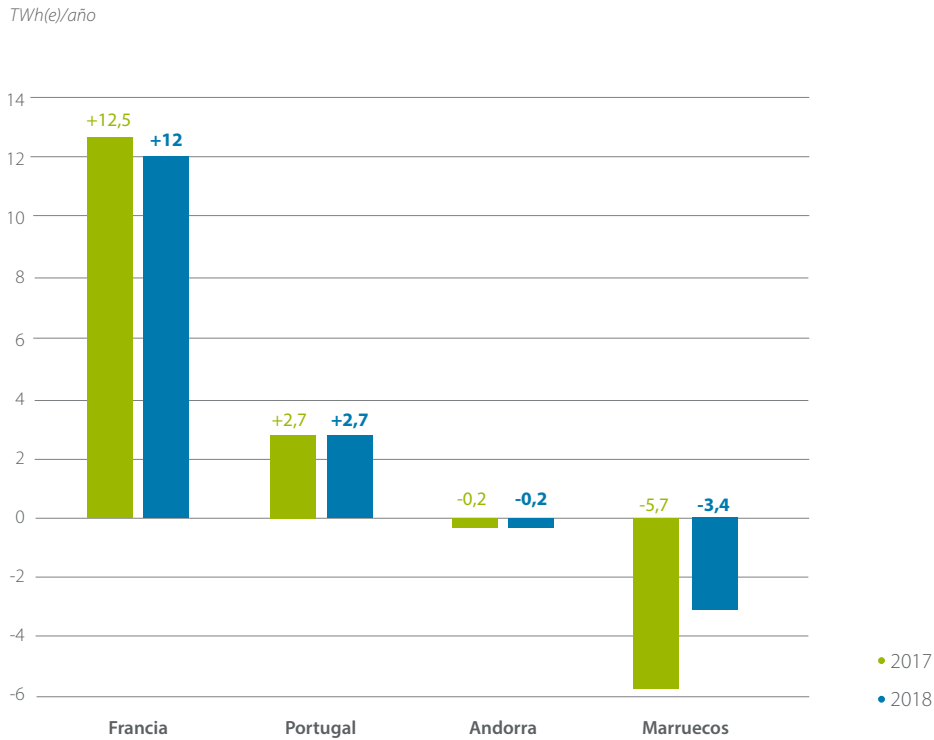
Fuente: REE

Intercambios internacionales

En cuanto a los intercambios internacionales de electricidad, las importaciones superaron a las exportaciones en 11,1 TWh(e), lo que supuso el tercer año consecutivo con saldo importador registrado desde el año 2016.

Este aumento de casi 2 TWh(e) respecto a 2017 fue resultado, principalmente, de una menor exportación a Marruecos. No obstante, disminuyó el saldo neto importador con Francia.

○ Saldo de los intercambios físicos de energía eléctrica



Fuente: REE

Nota: Saldo importador positivo, saldo exportador negativo

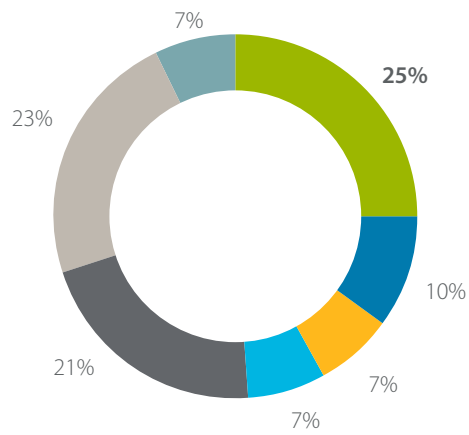
Evolución de la potencia instalada y cobertura de la demanda

El parque generador de energía eléctrica en España descendió por tercer año consecutivo. Concretamente, registró una bajada del 0,3% respecto al año anterior, debido a los descensos de potencia instalada en ciclo combinado y en cogeneración que suman conjuntamente 460 MW.

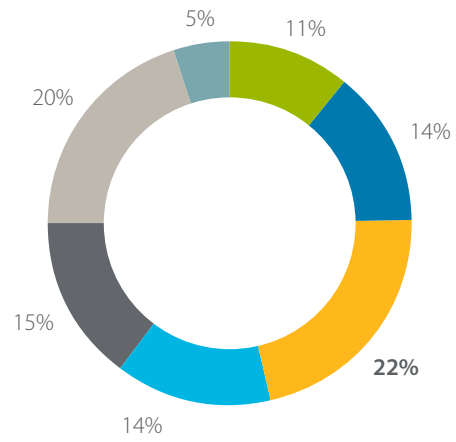
En cuanto a la cobertura de la demanda, lo más destacado fue el aumento de la generación hidráulica (15% frente al 8% de 2017) y los descensos de los ciclos combinados (11% frente al 14% de 2017) y del carbón (14% frente al 17% de 2017).

Las tecnologías que más aportaron a la cobertura de la demanda fueron la nuclear, que se situó nuevamente en primer lugar con un 22%, seguida de la eólica con el 20%.

Potencia instalada peninsular (31 dic. 18)
98.593 MW



Cobertura de la demanda
Sistema Peninsular 2018



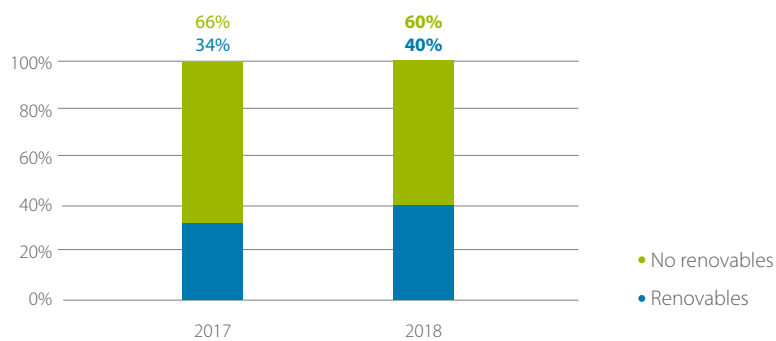
- Ciclo combinado
- Carbón
- Nuclear
- Cogeneración y resto
- Hidráulica
- Eólica
- Solar

Fuente: REE

Nota: Generación neta

Las energías renovables ganaron cuota en la estructura de generación, con un papel destacado del crecimiento de la producción hidráulica que registró un aumento del 74,5% respecto a 2017.

○ Generación renovable y no renovable

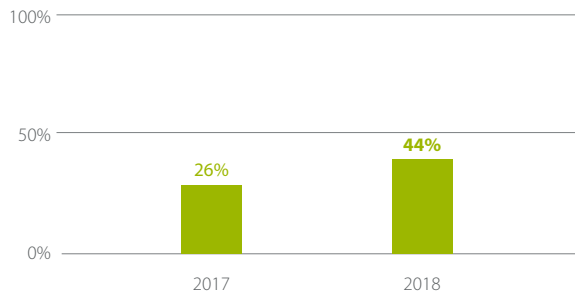


Fuente: REE

Generación hidráulica

El producible hidráulico alcanzó los 37,3 TWh(e), más del doble que en 2017. Las reservas hidroeléctricas de los embalses finalizaron el 2018 con un nivel de llenado próximo al 44% de su capacidad total.

○ Reservas hidroeléctricas

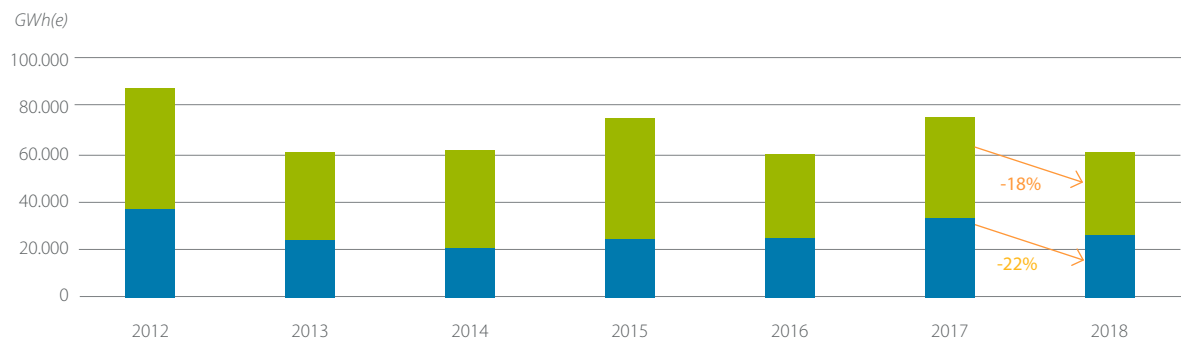


Fuente: REE

Generación de hueco térmico

El hueco térmico peninsular (carbón + gas) disminuyó 14,7 TWh en 2018 respecto al año anterior debido, principalmente, al aumento de la generación hidráulica. Por su parte, los ciclos combinados redujeron su generación en 7,2 TWh (-22%) y el carbón en 7,5 TWh (-18%).

○ Evolución del hueco térmico

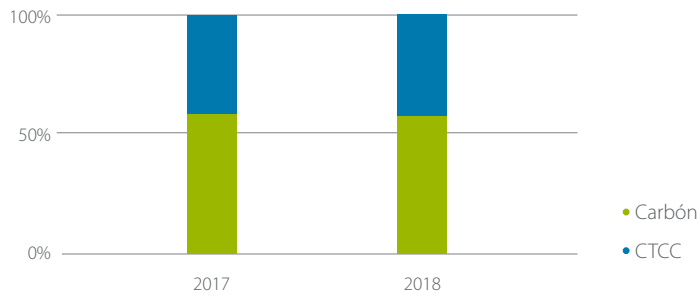


- Carbón
- CTCC

Fuente: REE

De esta forma, la contribución del carbón y del gas al hueco térmico fue del 57% y 43%, respectivamente, manteniendo valores similares a los del año 2017.

○ Evolución del reparto del hueco térmico

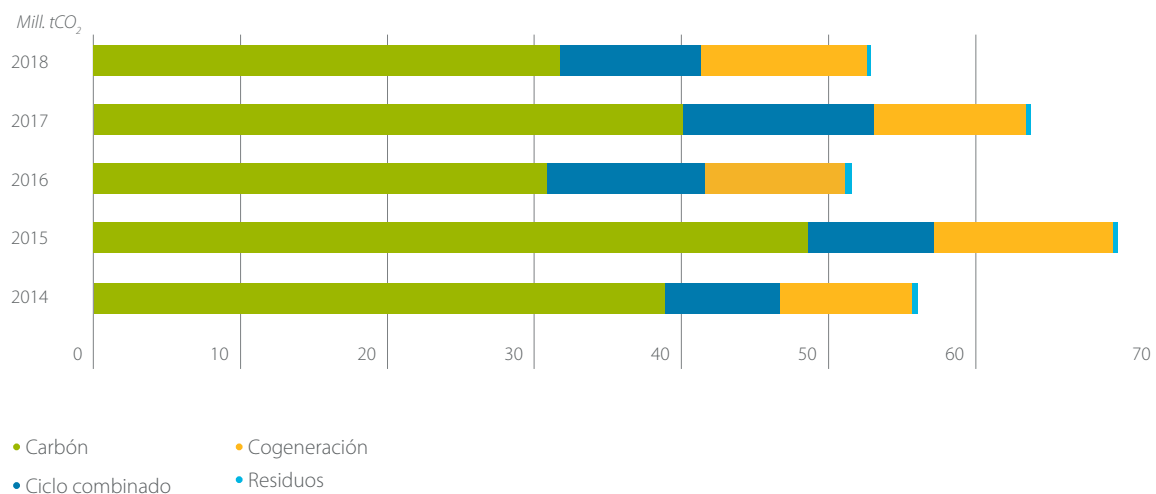


Fuente: REE

Emisiones de CO₂

Respecto a 2017, disminuyeron las emisiones de CO₂ como consecuencia, principalmente, de una menor generación con carbón.

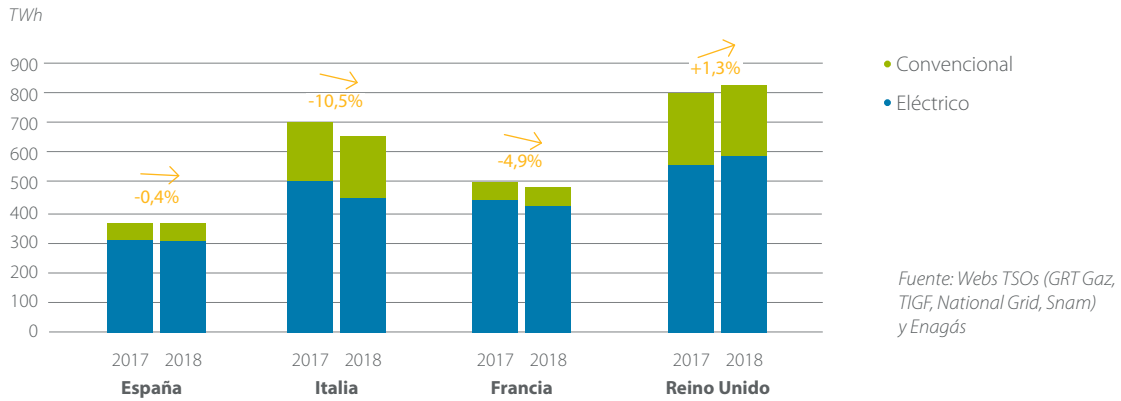
○ Evolución de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica peninsular



Fuente: REE

Comparativa europea de la demanda de gas natural

La demanda total de gas natural experimentó un aumento del 1,3% en Reino Unido. Por el contrario, disminuyó en Italia y en Francia un 10,5% y un 4,9%, respectivamente. En España se mantuvo estable.

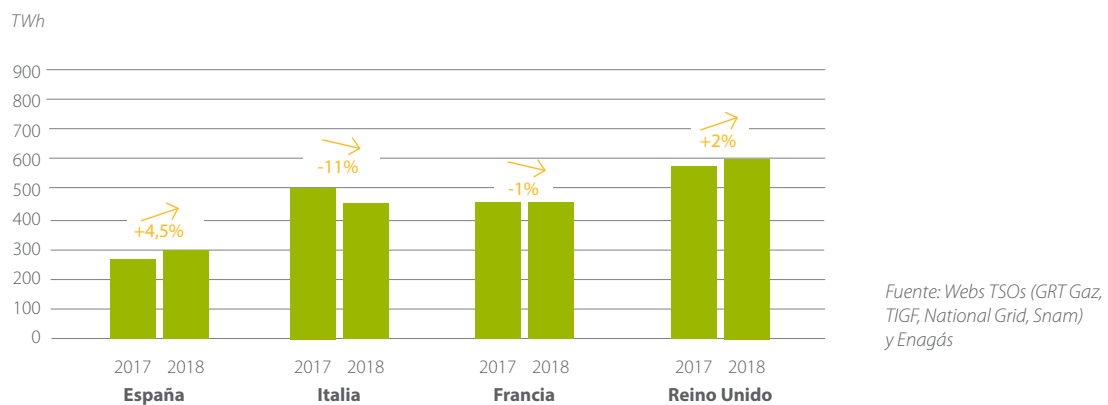


Demanda convencional y consumo de gas para el sector eléctrico

La demanda convencional de gas disminuyó un 11% en Italia y un 1% en Francia, a diferencia de España y Reino Unido, que registraron un crecimiento del 4,5% y 2%, respectivamente.

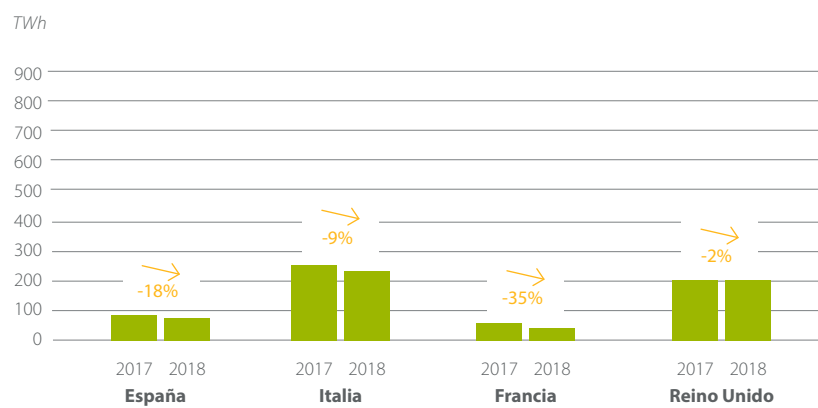
Por su parte, la demanda de gas para el sector eléctrico registró descensos generalizados: en Francia (35%); en España (18%); en Italia (9%); y en Reino Unido (2%). En todos los casos consecuencia del incremento de generación con energías renovables.

○ Demanda convencional





○ Demanda sistema eléctrico



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

Indicadores macroeconómicos

Índice de grandes consumidores industriales de gas (IGIG)

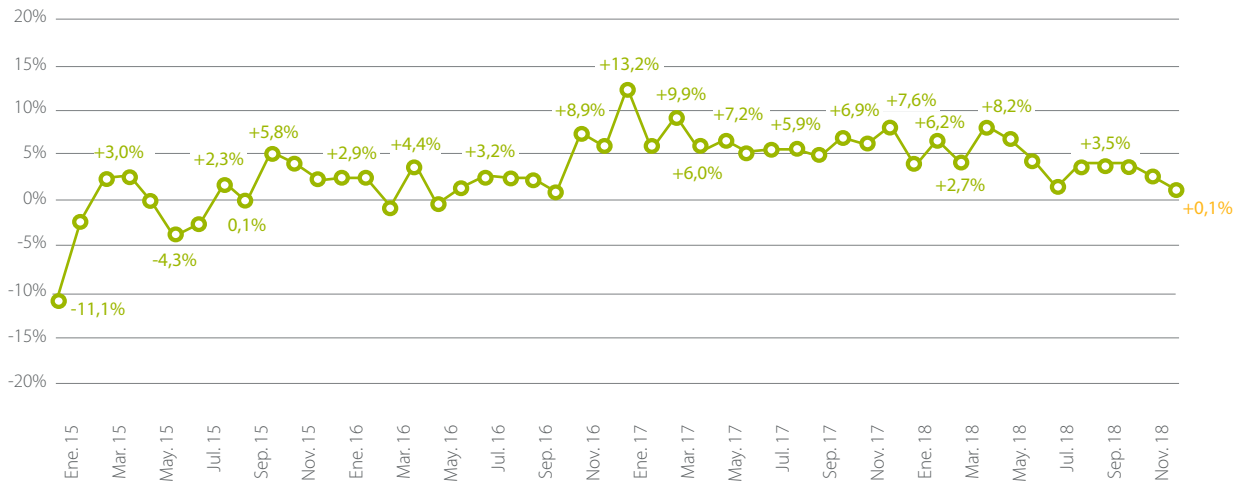
El Índice de Grandes Consumidores Industriales de Gas (IGIG), que empezó a publicar el Gestor Técnico del Sistema en el año 2015, representa la evolución del consumo de gas de las principales industrias de los diez sectores industriales más intensivos en el uso de este combustible.

En 2018 el IGIG mostró una tendencia al alza durante la mayor parte del año, registrando tasas de variación interanual positivas y totalizando un consumo de gas de 210 TWh, cifra récord histórica en este segmento de mercado, con un incremento del 4% respecto a 2017 y en línea con la evolución de la economía española.

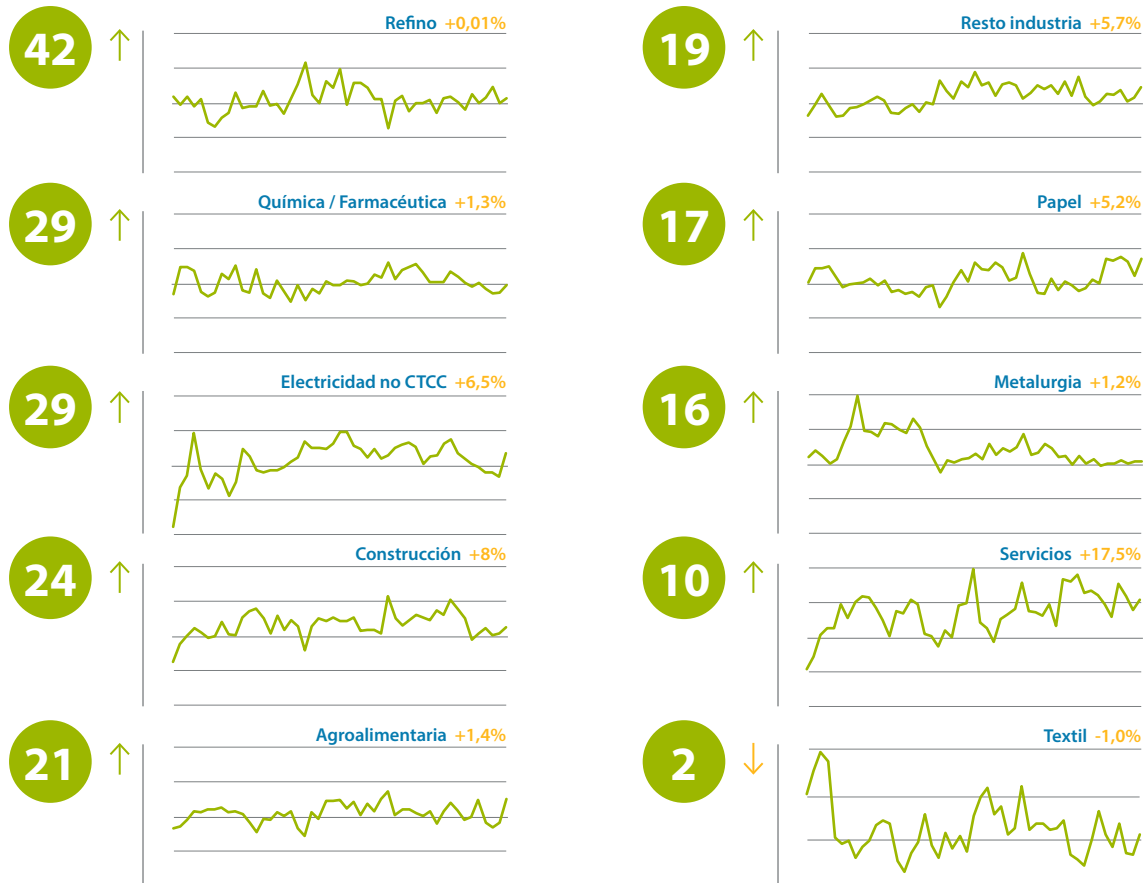
○ Evolución IGIG en 2018

209,6 TWh

~ **73%** demanda convencional
 ~ **60%** demanda total nacional



TWh



4%

Incremento de la demanda industrial de gas en 2018

3.

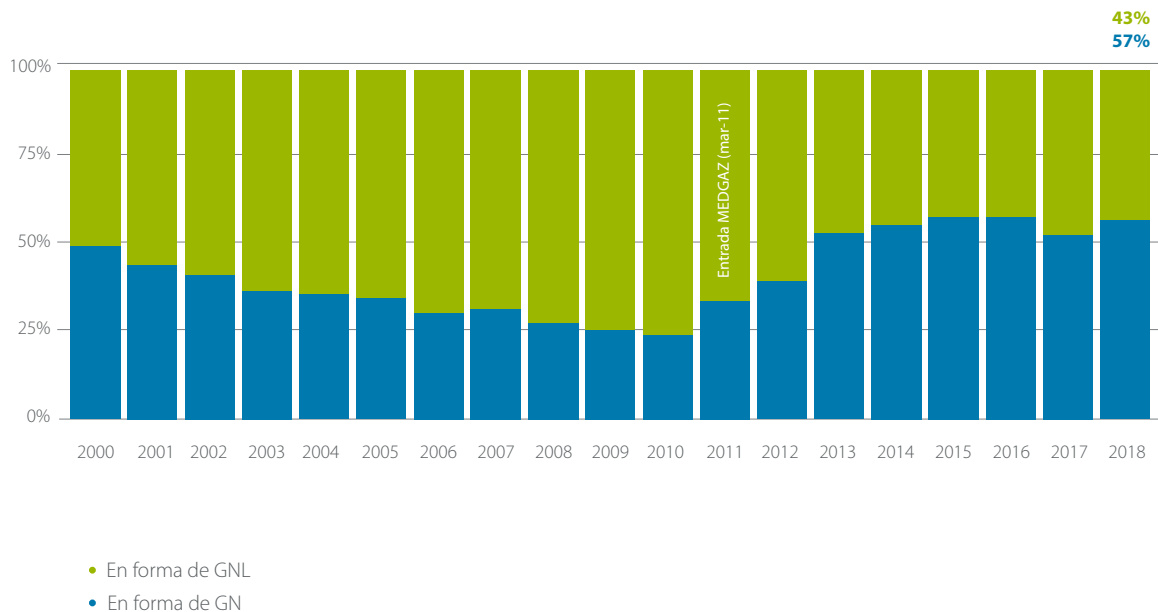
Aprovisionamientos
de GN y GNL



En el año 2018 los aprovisionamientos de gas natural alcanzaron los 392.495 GWh, cifra similar a la del año anterior.

Por sexto año consecutivo, los suministros en forma de gas natural (GN) superaron a los de gas natural licuado (GNL). La entrada de GN representó un 57% del aprovisionamiento del gas para el Sistema Gasista español y, como en años anteriores, en 2018 se mantuvo un alto grado de diversificación del aprovisionamiento y se recibió gas natural de catorce países diferentes.

○ Evolución de los aprovisionamientos



□ Entradas al Sistema Gasista español

GWh	2017	2018	2018 s/2017
GN			
CCII Norteafricanas	161.243	184.097	14%
VIP Pirineos	44.084	40.230	-9%
VIP Ibérico	15	106	>100%
Nacional	419	1.061	>100%
Total GN	205.760	225.494	10%
GNL			
P. Barcelona	61.421	60.235	-2%
P. Huelva	50.188	47.156	-6%
P. Cartagena	9.379	11.072	18%
P. Bilbao	30.284	32.298	7%
P. Sagunto	21.167	3.297	-84%
P. Mugarodos	11.504	12.943	13%
Total GNL	183.943	167.001	-9%
Total oferta	389.703	392.495	0,7%

Las entradas en forma de GN alcanzaron los 225.494 GWh, lo que supuso un incremento del 10% respecto al acumulado del año anterior, que fue de 205.760 GWh.

Por su parte, el aprovisionamiento en forma de GNL disminuyó en 2018 un 9% con respecto al ejercicio anterior y alcanzó los 167.001 GWh. Las plantas en las que se registraron mayores volúmenes de gas descargado fueron las de Barcelona, Huelva y Bilbao.

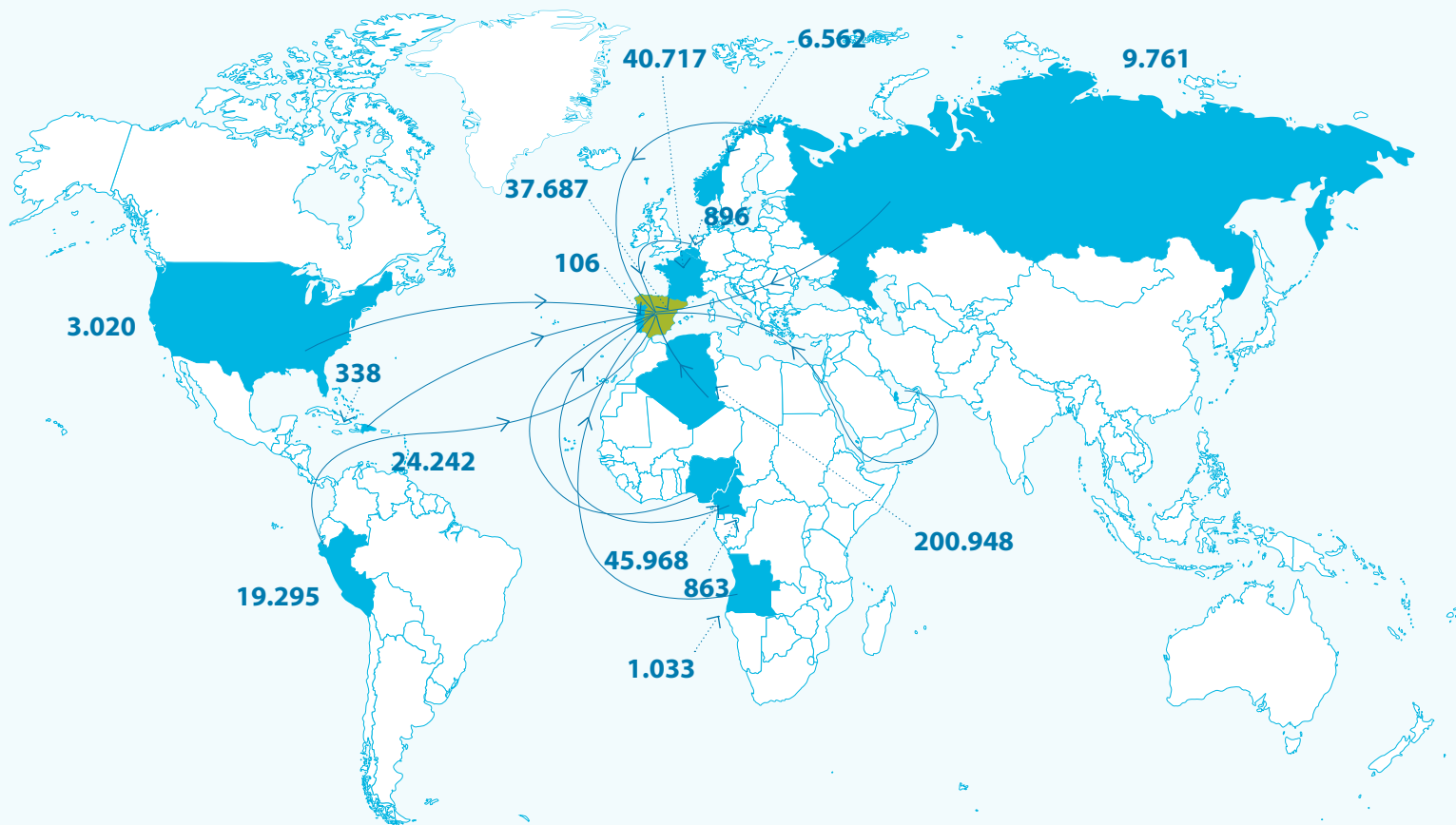
□ Origen de los suministros

<i>GWh</i>	2017	2018	2018 s/2017
Argelia GN	161.243	184.097	14%
Portugal GN	15	106	>100%
Nacional GN	419	1.061	>100%
Francia GN	44.084	40.230	-9%
Argelia GNL	26.767	16.850	-37%
Nigeria GNL	48.592	45.968	-5%
Qatar GNL	38.977	37.687	-3%
Perú GNL	39.441	19.295	-51%
T&T GNL	6.117	24.242	>100%
Noruega GNL	10.070	6.562	-35%
Angola GNL	3.111	1.033	-67%
EE. UU. GNL	8.543	3.020	-65%
Egipto GNL	1.127	-	-100%
Francia GNL	-	487	-
Países Bajos GNL	1.198	-	-100%
Bélgica GNL	-	896	-
Rusia GNL	-	9.761	-
República Dominicana GNL	-	338	-
Camerún GNL	-	863	-
Total	389.703	392.495	0,7%
Cargas de buque	1.052	4.972	>100%

En 2018 se registró un aumento significativo del gas procedente de Trinidad y Tobago y Portugal. Además, la producción nacional se incrementó significativamente. Por otro lado, los descensos más destacados se produjeron en los cargamentos procedentes de Angola, Estados Unidos y Perú.

A lo largo del año 2018 se incluyeron en la cartera de suministradores tres nuevos países: Rusia, República Dominicana y Camerún. Bélgica, del que no venían cargamentos desde el año 2014, volvió a suministrar gas en la Planta de Barcelona.

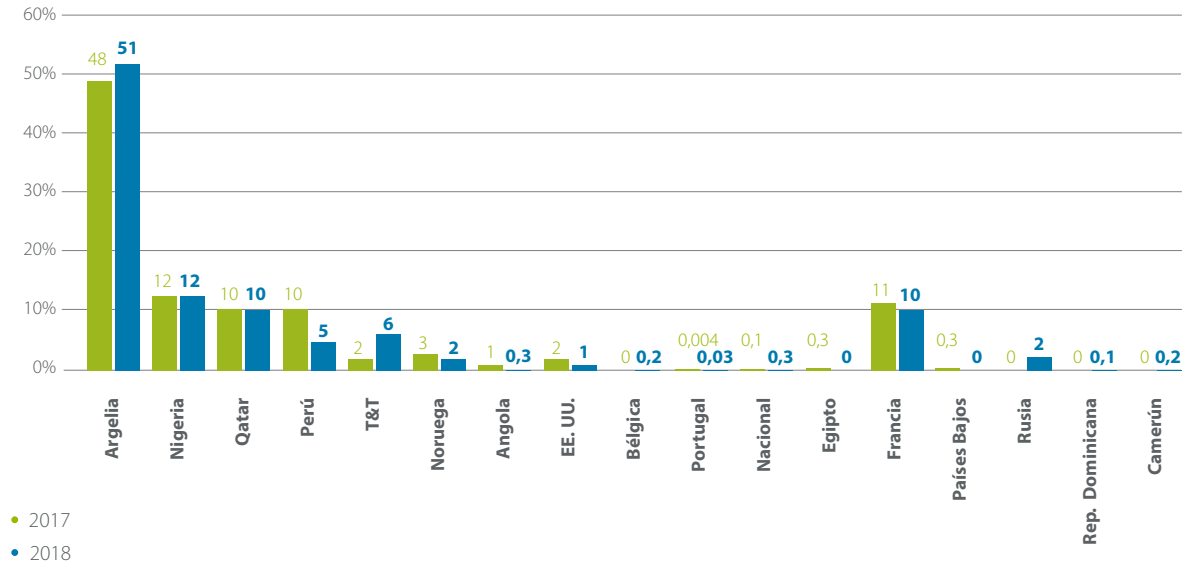
En total, se recibió gas natural de 14 países, lo que pone de manifiesto el grado de diversificación del país.



14

Países suministraron gas natural al Sistema Gasista español en 2018

○ Porcentaje de diversificación del aprovisionamiento



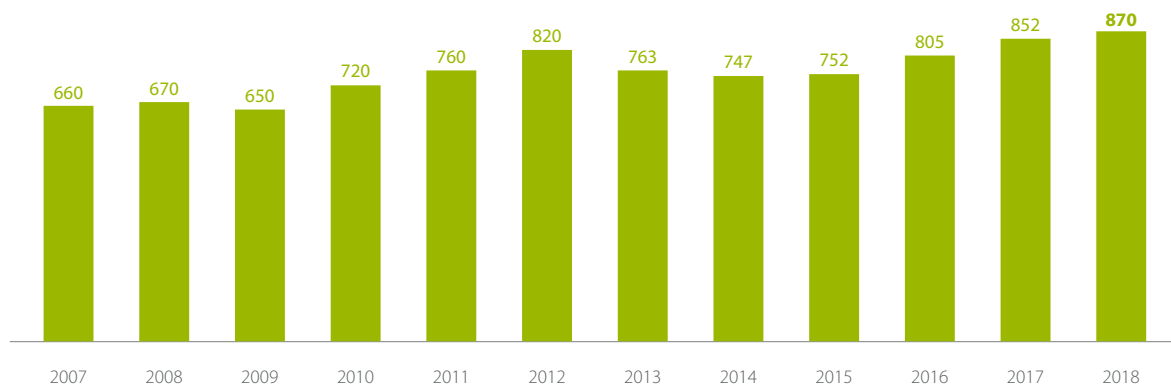
En la cartera de aprovisionamientos, Argelia continuó siendo el principal país suministrador del Sistema Gasista español.

□ Descargas de buques de GNL

	2017								2018								Δ año s/Total
	GNL descargado		Nº buques						GNL descargado		Nº buques						
	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total			
Barcelona	61.421	3	8	37	24	2	74	60.235	1	4	48	20	-	73	-2%		
Huelva	50.188	-	3	45	9	-	57	47.156	-	1	48	2	-	51	-6%		
Cartagena	9.379	-	-	9	4	-	13	11.072	-	-	11	4	-	15	18%		
Bilbao	30.284	-	-	33	-	-	33	32.298	-	1	34	-	-	35	7%		
Sagunto	21.167	-	1	18	8	-	27	3.297	-	-	3	2	-	5	-84%		
Mugarodos	11.504	-	1	10	1	-	12	12.943	-	-	13	-	-	13	13%		
Total	183.943	3	13	152	46	2	216	167.001	1	6	157	28	-	192	-9%		

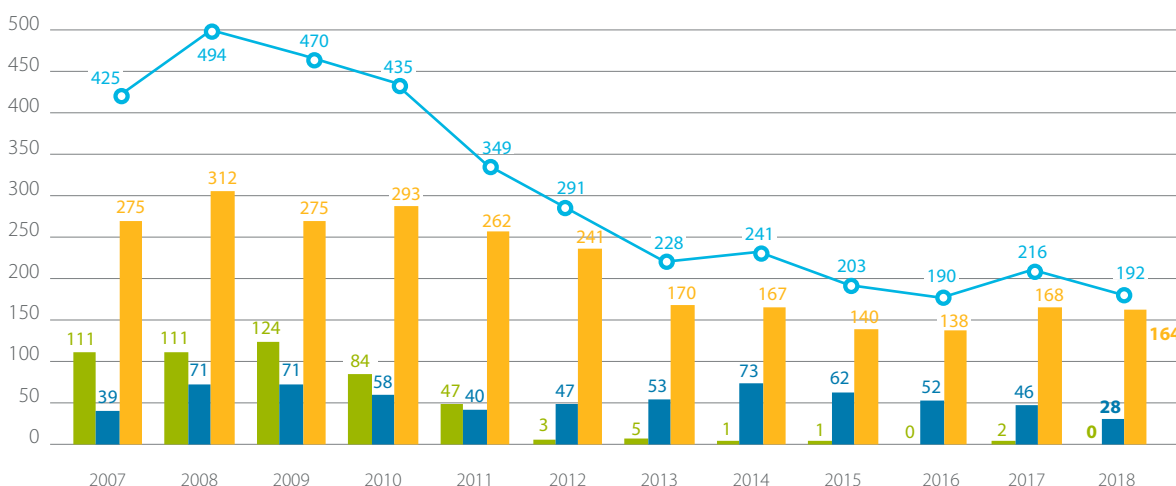
○ Evolución del tamaño medio

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



En 2018 se contabilizaron un total de 192 descargas de buques metaneros, distribuidas a lo largo de las seis terminales de regasificación del Sistema Gasista. El volumen medio descargado por buque fue de 870 GWh en 2018, frente a 852 GWh en 2017.

○ Evolución del número de buques descargados



- Nº de buques pequeños
- Nº de buques grandes
- Nº de buques medianos
- Nº de buques descargados

El descenso de los buques descargados se debe al incremento de la aportación de GN.

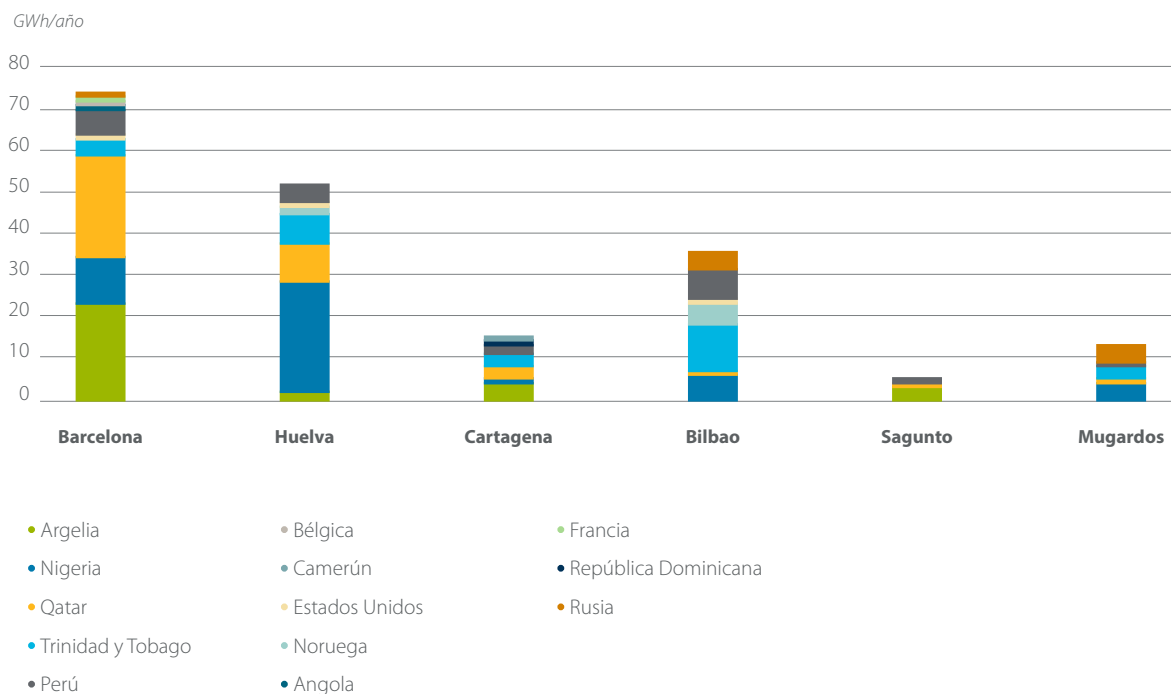
En 2018 cada una de las plantas de regasificación recibió gas procedente de al menos tres países, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló un mayor número de descargas fue Barcelona, seguida de Huelva y Bilbao.

□ Descargas por orígenes y plantas de regasificación

Nº descargas en 2018	Argelia	Nigeria	Bélgica	EE.UU.	Noruega	Perú	Qatar	T&T	Francia	Angola	Rusia	República Dominicana	Camerún	Total	Tamaño medio descargado (GWh)
Barcelona	23	11	1	1	-	6	24	4	1	1	1	-	-	73	825
Huelva	2	26	-	1	2	4	9	7	-	-	-	-	-	51	925
Cartagena	4	1	-	-	-	2	3	3	-	-	-	1	1	15	738
Bilbao	-	6	-	1	5	7	1	11	-	-	4	-	-	35	923
Sagunto	3	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	5	659
Mugardos	-	4	-	-	-	1	1	3	-	-	4	-	-	13	996
Total	32	48	1	3	7	21	39	28	1	1	9	1	1	192	870
Tamaño medio descargado (GWh)	527	958	896	1.007	937	919	966	866	487	1.033	1.085	338	863		

Por orígenes, Nigeria y Qatar fueron los países de los que se recibió un mayor número de cargamentos, un total de 48 y 39 buques metaneros de cada uno, seguidos de Argelia y Trinidad y Tobago, con 32 y 28 buques, respectivamente. Entre los cuatro orígenes concentran el 75% del volumen descargado.

○ Distribución de los orígenes por planta de regasificación



□ Movimientos de gas en las conexiones de GN

GWh	2017			2018			Δ saldo s/2017
	Saldo	Entradas	Salidas	Saldo	Entradas	Salidas	
CCII Norteafricanas	161.243	161.243	-	184.097	184.097	-	+14%
VIP Pirineos	43.192	44.084	892	31.563	40.230	8.667	-27%
VIP Ibérico	-29.839	15	29.854	-22.220	106	22.326	-26%
Nacional	419	419	-	1.061	1.061	-	>100%
Total	175.015	205.760	30.745	194.501	225.494	30.993	11%

El aprovisionamiento en forma de GN durante 2018 acumuló 225 TWh, lo que supuso un incremento del 10% respecto al año anterior. En cuanto a las salidas por las interconexiones internacionales, el balance global registró un incremento del 0,8%. Este ligero crecimiento se debió al aumento de las salidas hacia Francia.

4.

Plantas
de regasificación



En 2018 España mantuvo su liderazgo en Europa, tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización, como en número de plantas.

España es líder en Europa en número de infraestructuras gasistas, capacidad de vaporización y almacenamiento de GNL. El Sistema Gasista español cuenta con un total de 25 tanques de almacenamiento, 8 atraques y capacidad para recibir buques metaneros de hasta 270.000 m³. En 2018, las instalaciones mantuvieron sus características y capacidades técnicas.

□ 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

En 2018 la regasificación total alcanzó los 145.271 GWh y destacaron los incrementos de las plantas de Bilbao (8%) y Mugardos (4%). Por otra parte, la carga de cisternas aumentó un 3% y registró 11.729 GWh.

□ Producción en plantas de regasificación

Regasificación

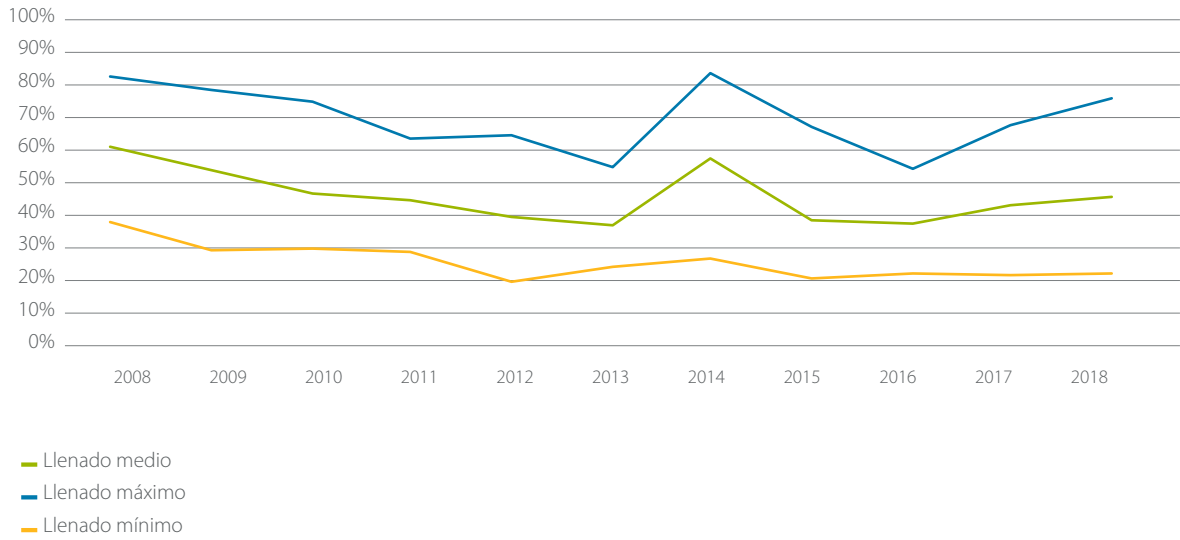
<i>GWh</i>	2017	2018	$\Delta s / 2017$
Barcelona	57.200	52.134	-9%
Huelva	45.565	43.156	-5%
Cartagena	7.269	5.978	-18%
Bilbao	29.265	31.531	8%
Sagunto	19.719	1.493	-92%
Mugardos	10.532	10.980	4%
Total	169.551	145.271	-14%

Carga de cisternas

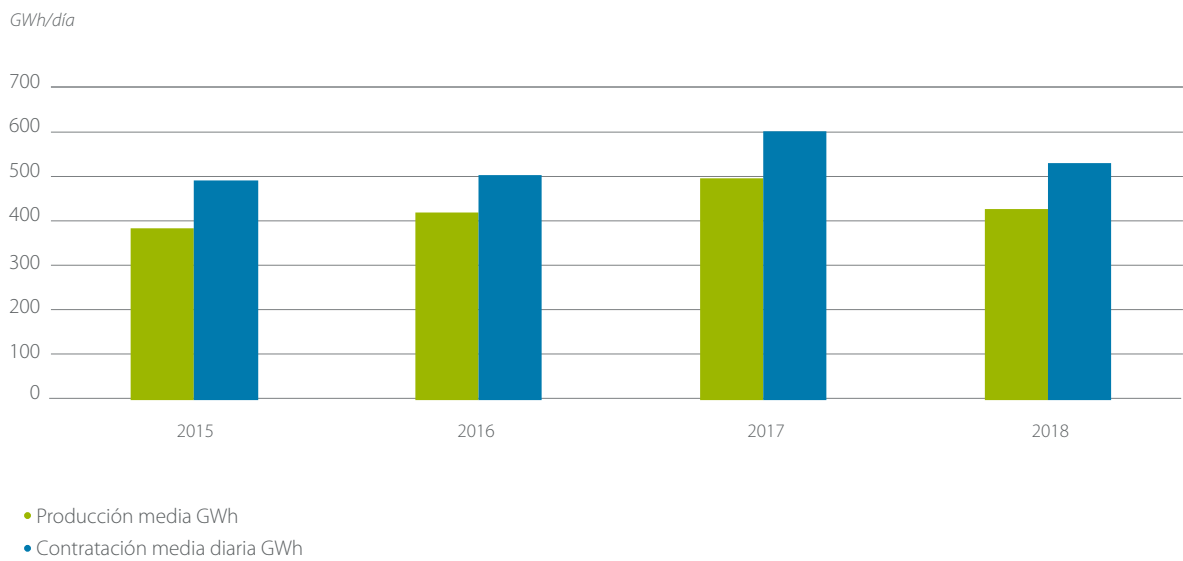
<i>GWh</i>	2017	2018	$\Delta s / 2017$
Barcelona	2.754	3.101	13%
Huelva	2.809	2.790	-1%
Cartagena	2.108	2.630	25%
Bilbao	651	829	27%
Sagunto	1.895	1.092	-42%
Mugardos	1.224	1.287	5%
Total	11.440	11.729	3%

El promedio anual de las existencias en tanques fue del 45%, llegando a alcanzar, puntualmente, el 76%. A 31 de diciembre, el acumulado en las plantas de regasificación era del 70% de la capacidad de almacenamiento.

○ Evolución de existencias totales en tanques

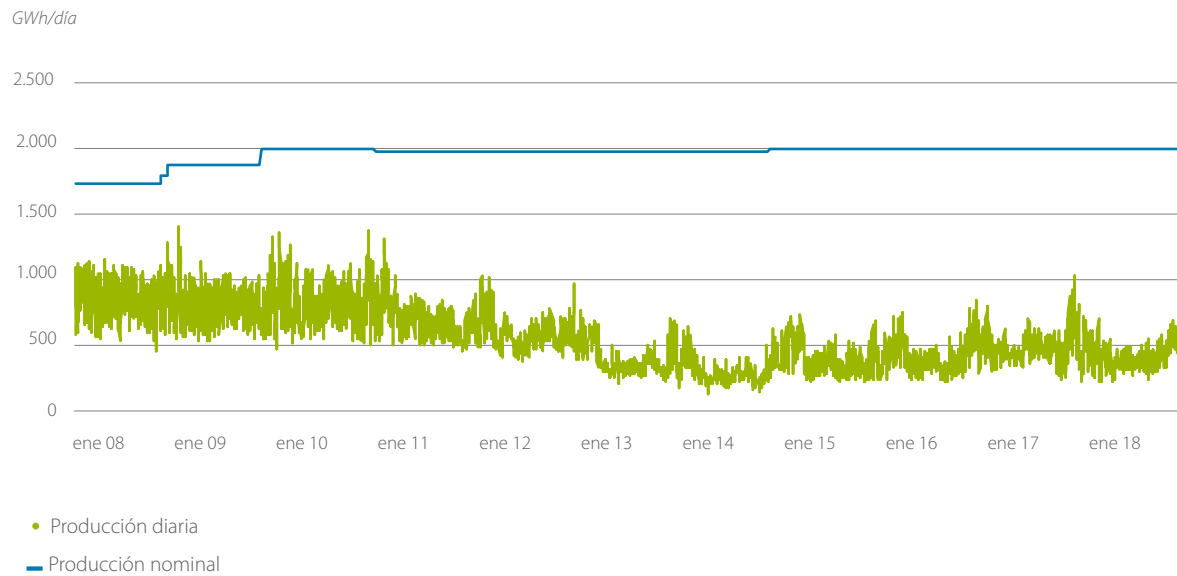


○ Evolución de la producción y contratación media en las plantas de regasificación



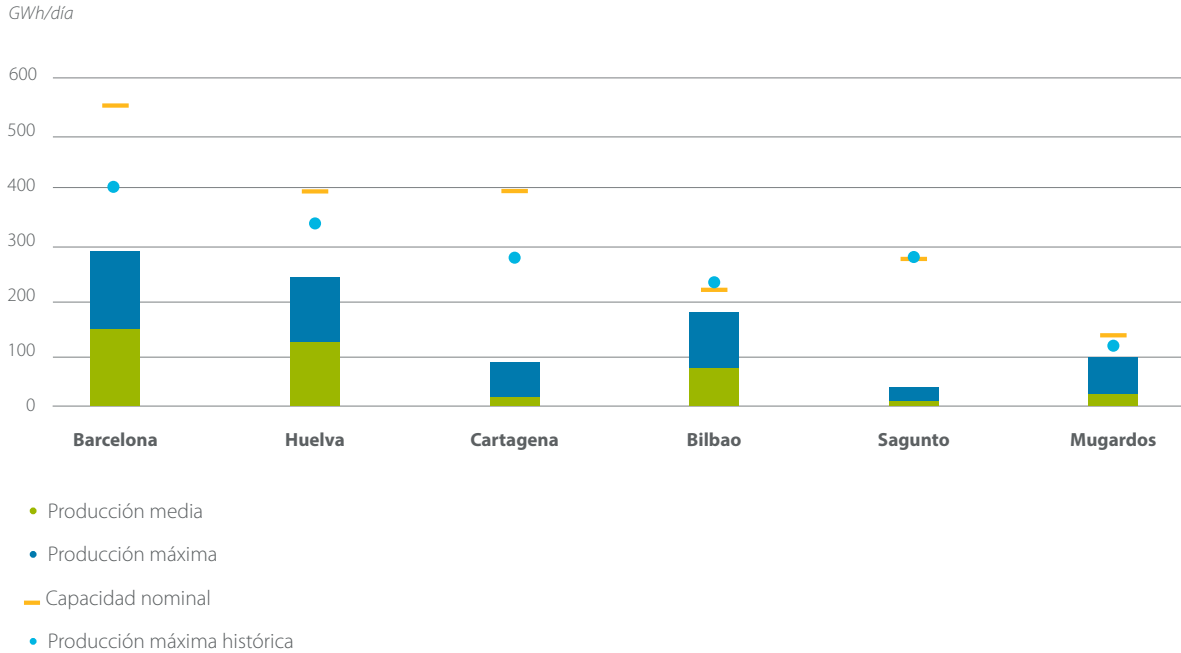
En el año 2018 el uso medio de la capacidad de contratación ascendió al 80%.

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



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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	1.986
Contratación media diaria (GWh)	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632	476	491	502	603	535
Producción media diaria (GWh)	901	842	855	700	592	393	304	387	420	496	430

○ Producciones y capacidades por plantas de regasificación



□ Producciones medias y máximas registradas en las plantas de regasificación (regasificación más carga de cisternas)

2018	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos
Capacidad nominal (GWh/día)	559	392	392	228	290	126
Producción máxima (GWh/día)	296	242	94	187	36	100
Producción media (GWh/día)	151	126	24	89	7	34
Producción máxima histórica (GWh/día)	400 30/11/2010	330 21/12/2006	295 27/01/2011	238 06/01/2010	292 16/04/2009	118 11/09/2008

Carga de cisternas en plantas de regasificación

En 2018 el volumen de cisternas fue de 11.729 GWh, un 3% más que en 2017. Continuó, por tanto, la tendencia al alza en la demanda de este servicio.

El incremento más destacable se observó en la Planta de Bilbao, con un aumento del 27%, seguido de la Planta de Cartagena, con un 25%. Creció también significativamente la Planta de Barcelona (13%) y Mugaros (5%).

▣ Carga de cisternas en plantas de regasificación

Planta	2017		2018	
	Total GWh	Total GWh	Máx. diario GWh/día	Δ s/ 2017
Barcelona	2.754	3.101	17	13%
Huelva	2.809	2.790	14	-1%
Cartagena	2.108	2.630	16	25%
Bilbao	651	829	5	27%
Sagunto	1.895	1.092	9	-42%
Mugaros	1.224	1.287	7	5%
Anual	11.440	11.729	57	3%

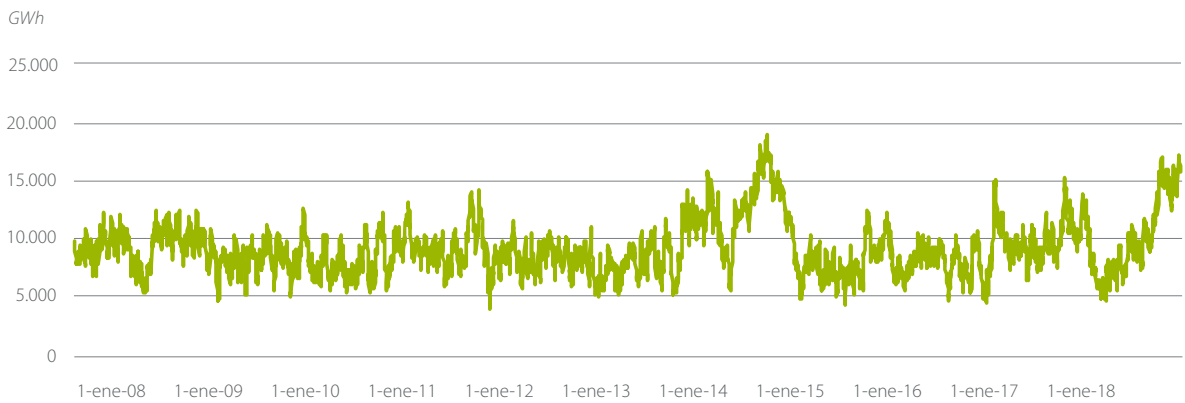
11.729 GWh

Volumen de cisternas
en 2018

Existencias de GNL en plantas de regasificación

Las existencias medias de GNL continuaron la tendencia alcista del año anterior y representaron el 45% de su capacidad total.

○ Evolución de las existencias de GNL en plantas



● Niveles de existencias GNL TKs

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Nivel medio de existencias (GWh/mes)	9.402	9.002	8.166	9.462	8.741	8.083	12.606	8.673	8.506	9.819	10.326
% medio de llenado en tanques	61%	54%	47%	45%	39%	37%	58%	38%	37%	43%	45%

El nivel de existencias medias mensuales almacenadas en tanques ascendió a 10.326 GWh/mes, un 5% más que en 2017.

□ Nivel medio de existencias en tanques

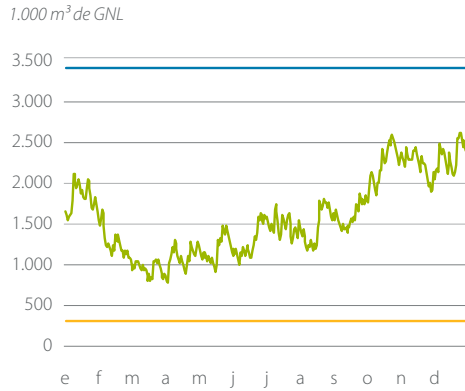
GWh	2017			2018		
	Capacidad nominal	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado	Capacidad nominal	Existencias medias GNL	Nivel medio llenado
Barcelona	5.206	2.606	50%	5.206	3.016	58%
Huelva	4.244	2.075	49%	4.244	2.230	53%
Cartagena	4.021	1.146	28%	4.021	1.317	33%
Bilbao	3.083	1.579	51%	3.083	1.660	54%
Sagunto	4.110	1.490	36%	4.110	1.028	25%
Mugarodos	2.055	924	44%	2.055	1.078	52%
Total	22.718	9.819	43%	22.718	10.326	45%

10.326 GWh

Nivel de existencias medias diarias almacenadas

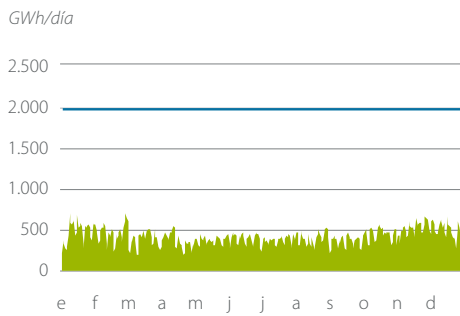
○ Actividad en plantas de regasificación

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL




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

Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2018	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	167.001 192	
	Cargas	GWh nº buques	4.972 9	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	3.316.500	
		GWh	22.718	
	Talón	GWh GNL	1.801	
	Existencias medias TKs (Ex)	GWh/día	10.326	
Información CONTRATACIÓN	Valor medio	Regasificación	GWh/día 501	
		Cisternas	GWh/día 34	
		% utilización media contratación	80%	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día 1.986	
		Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día 6.863 1.916	
	Cisternas	GWh/día 70,9		
	Diaria	Récord	GWh/día 1.421	09/01/2009
		media	GWh/día 430	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	157.001	

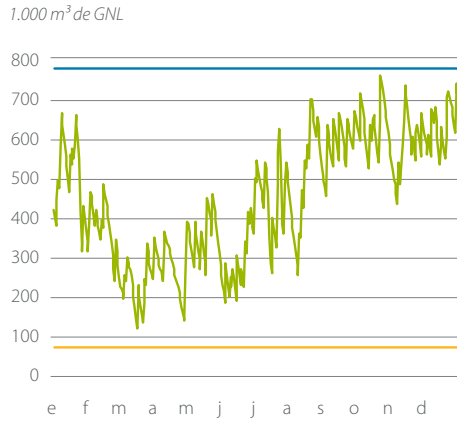


80%

Utilización media de la
contratación de las plantas

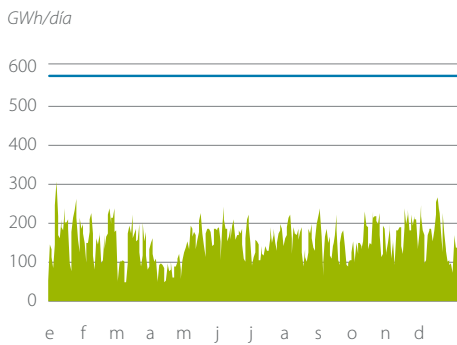
○ Actividad en la Planta de Barcelona

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2018	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	60.235 73	
	Cargas	GWh nº buques	3.198 4	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	760.000	
		GWh	5.206	
	Existencias medias TKs (Ex)	Talón GWh GNL	473	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Existencias medias TKs (Ex)	GWh/día	3.016	
	Regasificación	GWh/día	173	
	Cisternas	GWh/día	9	
	Total	GWh/día	182	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	559	
	Nominal	Vaporización	1000 Nm ³ /h GWh/día	1.950 544
		Cisternas	GWh/día	15,1
	Diaria	Récord	GWh/día	400 30/11/2010
		media	GWh/día	151
PRODUCCIÓN periodo		GWh	55.235	

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

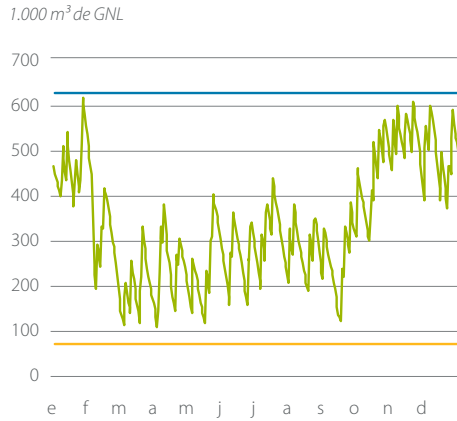
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad nominal (media anual, GWh/d)	476	490	559	559	559	559	559	559	559	559	559
Contratación media diaria (GWh/d)	271	310	355	261	231	164	134	133	118	197	182
Máximo % Contratación/Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%	34%	41%	43%	81%	44%
Producción media (GWh/d)	210	197	211	171	157	110	87	97	100	164	151

73

Operaciones de descarga de buques en 2018

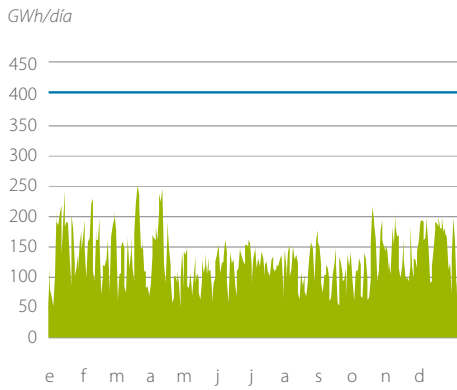
○ Actividad en la Planta de Huelva

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2018	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	47.156 51	
	Cargas	GWh nº buques	1.076 1	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	619.500	
		GWh	4.244	
	Existencias medias TKs (Ex)	Talón GWh GNL	386	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Existencias medias TKs (Ex)	GWh/día	2.230	
	Regasificación	GWh/día	162	
	Cisternas	GWh/día	8	
	Total	GWh/día	170	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	392	
	Nominal	Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	1.350 377
		Cisternas	GWh/día	15,1
	Diaria	Récord	GWh/día	330 21/12/2006
		media	GWh/día	126
PRODUCCIÓN periodo		GWh	45.946	

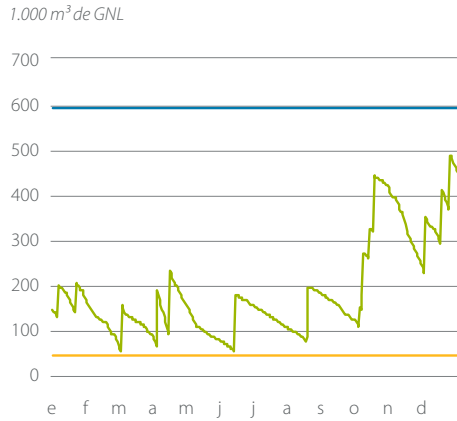


□ Evolución de la producción y contratación en la Planta de Huelva

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad nominal (media anual, GWh/d)	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria (GWh/d)	263	288	318	260	195	145	106	103	134	165	170
Máximo % Contratación/Nominal	98%	105%	95%	101%	70%	58%	42%	48%	56%	86%	63%
Producción media (GWh/d)	167	164	185	149	109	72	55	80	108	133	126

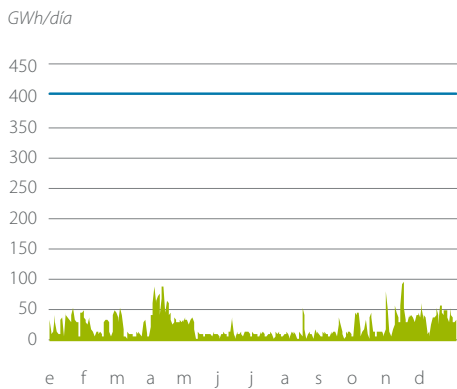
○ Actividad en la Planta de Cartagena

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2018	
Buques GNL	Descargas	GWh nº buques	11.072 15	
	Cargas	GWh nº buques	0 0	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	587.000	
		GWh	4.021	
	Existencias medias TKs (Ex)	Talón GWh GNL	356	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	21	
	Cisternas	GWh/día	7	
	Total	GWh/día	28	
	Total	GWh/día	392	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Vaporización	1000 Nm³/h GWh/día	
			1.350 377	
	Diaria	Cisternas	GWh/día	15,1
		Récord	GWh/día	295 27/01/2011
	media	GWh/día	24	
PRODUCCIÓN periodo		GWh	8.607	

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

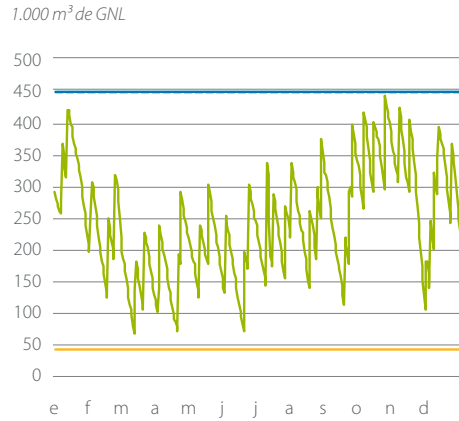
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad nominal (media anual, GWh/d)	356	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria (GWh/d)	216	193	167	145	92	60	41	48	37	29	28
Máximo % Contratación/Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%	25%	44%	20%	28%	34%
Producción media GWh/d	129	122	116	108	80	44	33	43	31	26	24

15%

Incremento de existencias medias almacenadas en tanque

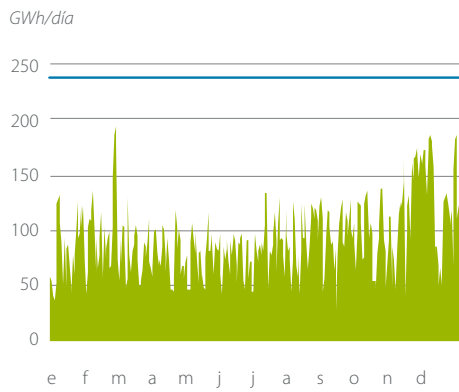
○ Actividad en la Planta de Bilbao

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

			2018	
Buques GNL	Descargas	GWh	32.298	
		nº buques	35	
	Cargas	GWh	648	
		nº buques	1	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	450.000	
		GWh	3.083	
	Existencias medias TKs (Ex)	Talón GWh GNL	280	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	105	
	Cisternas	GWh/día	3	
	Total	GWh/día	107	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	228	
	Nominal	Vaporización	1000 Nm³/h	800
			GWh/día	223
	Diaria	Cisternas	GWh/día	4,5
		Récord	GWh/día	238 06/01/2010
	media	GWh/día	89	
PRODUCCIÓN periodo		GWh	32.360	

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

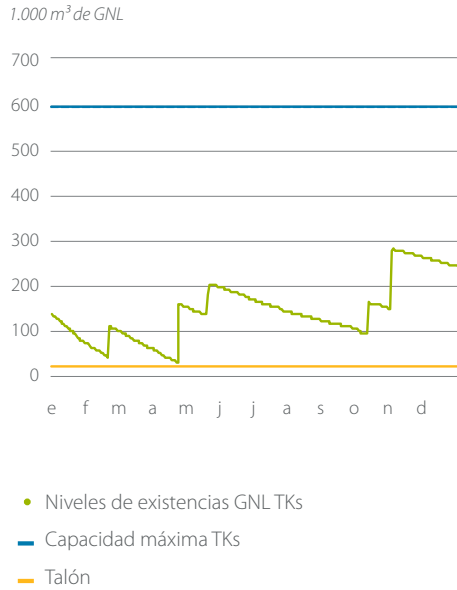
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad nominal (media anual, GWh/d)	228	228	228	223	223	223	224	228	228	228	228
Contratación media diaria (GWh/d)	187	199	176	144	145	116	66	73	60	100	107
Máximo % Contratación/Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%	50%	72%	53%	79%	99%
Producción media GWh/d	154	135	137	105	110	80	47	59	48	82	89

27%

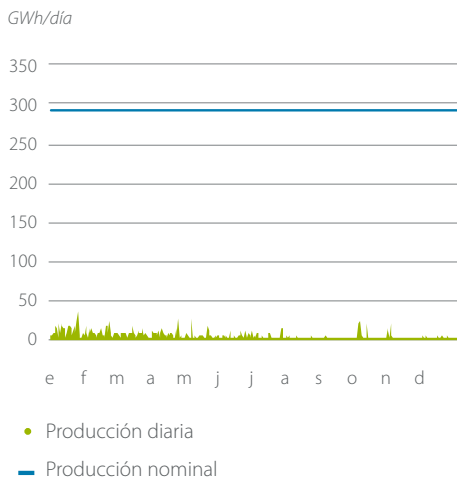
Incremento de carga de cisternas en 2018

○ Actividad en la Planta de Sagunto

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



Producciones diarias en planta



			2018	
Buques GNL	Descargas	GWh	3.297	
		nº buques	5	
Buques GNL	Cargas	GWh	0	
		nº buques	0	
Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m ³ GNL	600.000	
		GWh	4.110	
		Talón GWh GNL	183	
Existencias medias TKs (Ex)		GWh/día	1.028	
Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	2	
	Cisternas	GWh/día	4	
	Total	GWh/día	5	
PRODUCCIÓN FÍSICA	Total	GWh/día	290	
	Nominal	Vaporización	1000 Nm ³ /h	1.000
			GWh/día	279
	Diaria	Cisternas	GWh/día	10,5
		Récord	GWh/día	292 16/04/2009
	media	GWh/día	7	
PRODUCCIÓN periodo		GWh	2.585	

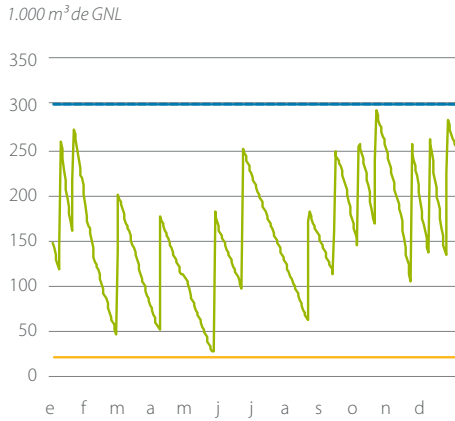


□ Evolución de la producción y contratación en la Planta de Sagunto

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad nominal (media anual, GWh/d)	226	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Contratación media diaria (GWh/d)	224	243	184	160	125	90	85	81	105	74	6
Máximo % Contratación/Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%	45%	95%	88%	75%	13%
Producción media (GWh/d)	182	179	154	118	87	45	47	62	95	59	7

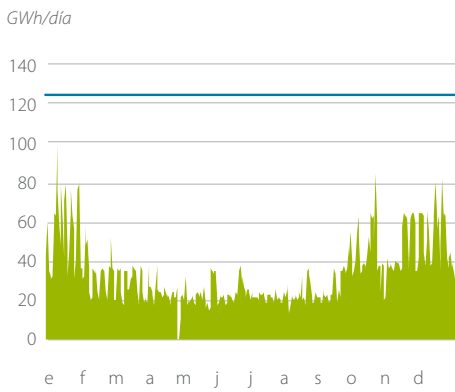
○ Actividad en la Planta de Mugarodos

Niveles diarios de existencias en tanques de GNL



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

Producciones diarias en planta



- Producción diaria
- Producción nominal

2018

Buques GNL	Descargas	GWh	12.943
		nº buques	13
	Cargas	GWh	49
		nº buques	3

Almacenamiento Tanques GNL	Capacidad máxima	m³ GNL	300.000
		GWh	2.055
		Talón GWh GNL	123
	Existencias medias TKs (Ex)	GWh/día	1.078

Información CONTRATACIÓN Valor medio	Regasificación	GWh/día	38
	Cisternas	GWh/día	4
	Total	GWh/día	42

PRODUCCIÓN FÍSICA	Nominal	Total	GWh/día	126
		Vaporización	1000 Nm³/h	413
		GWh/día	115	
	Diaria	Cisternas	GWh/día	10,5
		Récord	GWh/día	118 11/09/2008
	media	GWh/día	34	
	PRODUCCIÓN periodo	GWh	12.267	

□ Evolución de la producción y contratación en la Planta de Mugarodos

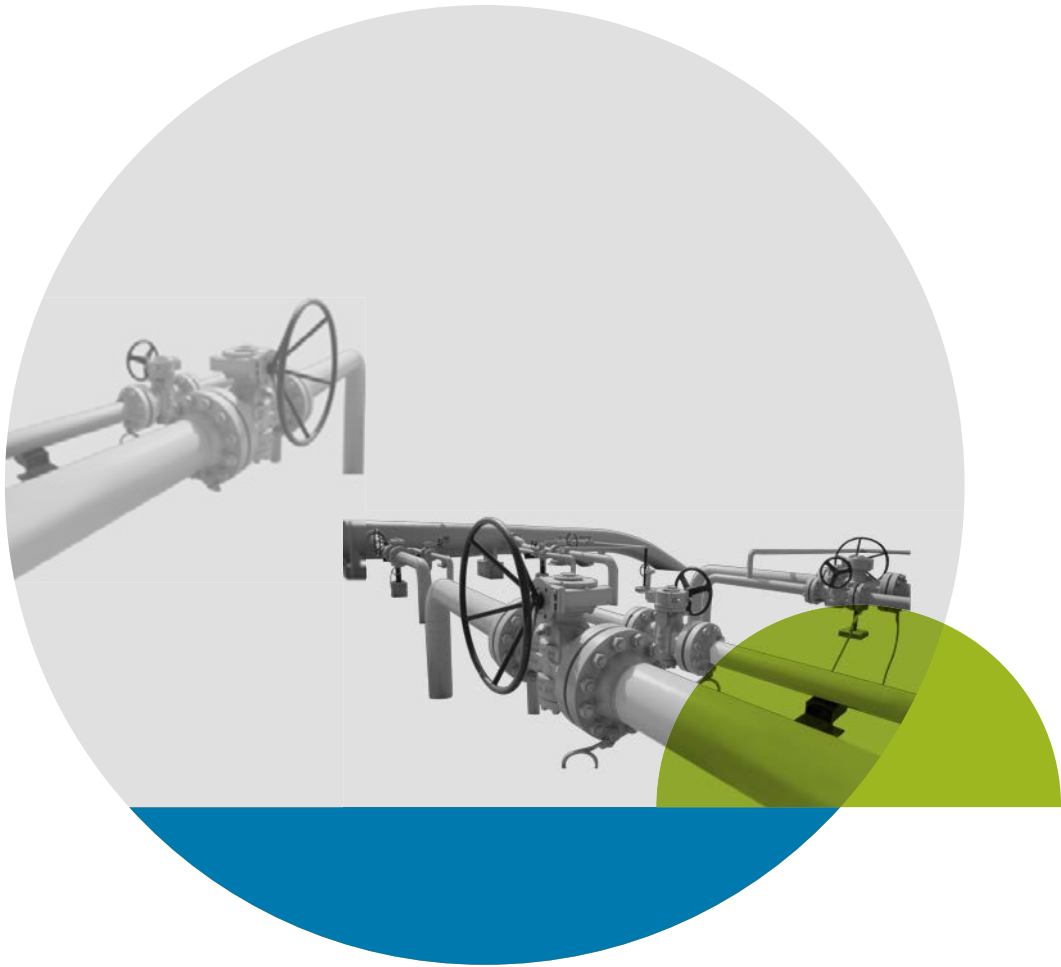
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Capacidad nominal (media anual, GWh/d)	122	122	122	122	122	124	126	126	126	126	126
Contratación media diaria (GWh/d)	101	77	77	74	66	58	46	52	48	38	42
Máximo % Contratación/Nominal	91%	87%	95%	89%	81%	81%	59%	97%	44%	81%	76%
Producción media GWh/d	59	44	53	49	49	42	36	45	37	32	34

12,5%

Incremento del GNL descargado respecto a 2017

5.

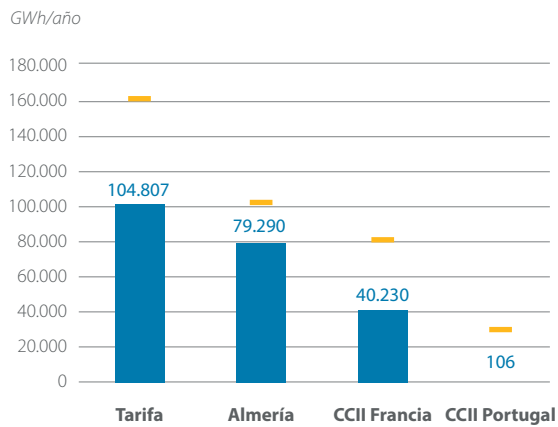
Conexiones
internacionales



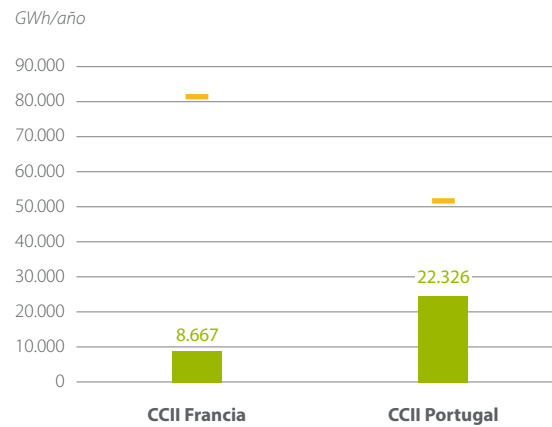
En 2018 el Sistema Gasista español recibió 224.433 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales y exportó 30.993 GWh, cifras un 9% y un 1% superiores al año anterior, respectivamente.

□ Movimientos comerciales en conexiones internacionales

GWh	Importación			Exportación		
	2017	2018	Δ s/ 2017	2017	2018	Δ s/ 2017
Tarifa	86.497	104.807	21%	-	-	-
Almería	74.746	79.290	6%	-	-	-
CCII Francia	44.084	40.230	-9%	892	8.667	>100%
CCII Portugal	15	106	>100%	29.854	22.326	-25%
Total	205.341	224.433	9%	30.745	30.993	0,8%



● Importación 2018
— Nominal 2018



● Exportación 2018
— Nominal 2018

A través de la plataforma electrónica de asignación de capacidad en interconexiones europeas, PRISMA, se realizaron las correspondientes subastas de capacidad de las interconexiones francesa (VIP Pirineos) y portuguesa (VIP Ibérico):

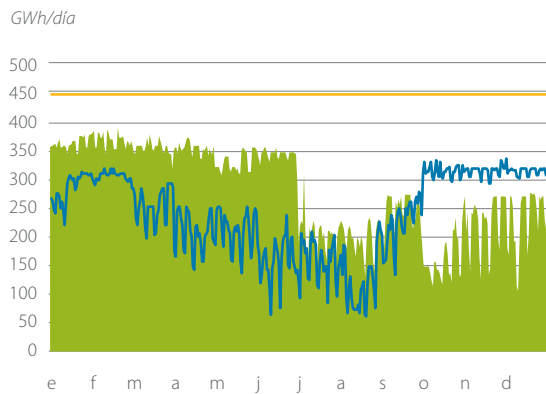
- La subasta de producto anual tuvo lugar el 2 de julio. Se ofertó el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de septiembre de 2019.
- Las subastas de productos trimestrales se celebraron el 5 de febrero (se ofertaron el segundo y tercer trimestre de 2018); el 7 de mayo (el tercer trimestre de 2018); el 6 de agosto (el cuarto trimestre de 2018 y los tres primeros trimestres de 2019); y el 5 de noviembre (los tres primeros trimestres de 2019).
- En las subastas de productos mensuales se ofertó capacidad para el siguiente mes natural. Adicionalmente, cada día se realizaron las subastas diarias e intradiarias.

Conexiones internacionales con el norte de África

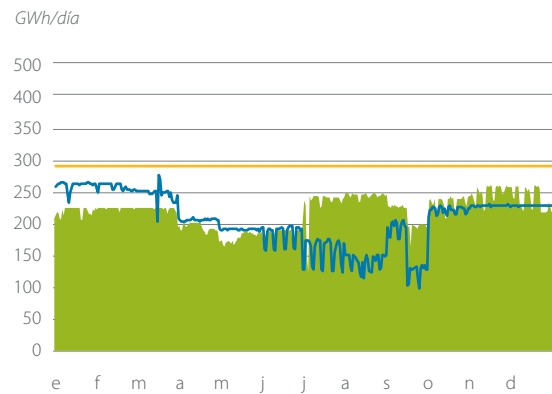
La importación por las conexiones internacionales con el norte de África alcanzó los 184.097 GWh.

Movimientos físicos

Entradas por Tarifa



Entradas por Almería



- 2018
- 2017
- Nominal

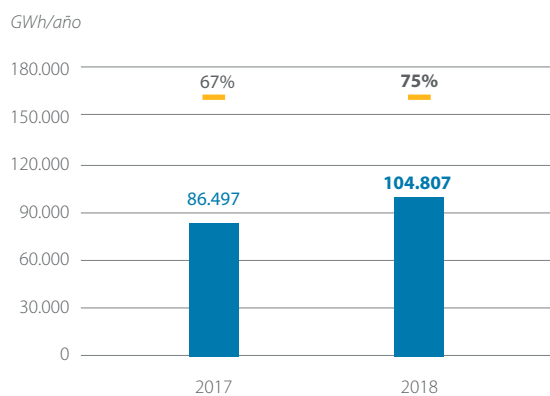
La cantidad de gas importado a través de las conexiones internacionales de Tarifa y Almería fue un 14% superior a la registrada en 2017.

Las importaciones a través de la conexión internacional de Tarifa alcanzaron los 104.807 GWh, un 21% más que en el año anterior; y el gas importado a través de la conexión internacional de Almería fue de 79.290 GWh, lo que supuso un incremento del 6% respecto a 2017.

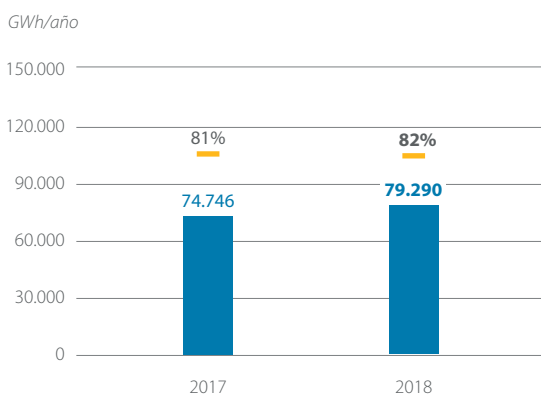
El porcentaje de utilización de estas conexiones (contratado frente a nominal) fue del 75% para Tarifa y del 82% para Almería.

Movimientos comerciales

CI Tarifa



CI Almería



- Importación
- Nominal
- % contratación vs. nominal

El nivel de contratación en las conexiones internacionales del norte de África fue un 6% superior al de 2017. La capacidad contratada en Tarifa se situó en el 75%, lo que supuso un incremento de 11% respecto al año anterior. Por su parte, en Almería se alcanzó un nivel de contratación del 82%.

Contratación

GWh	2017			2018		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Tarifa	161.998	109.061	67%	161.998	120.901	75%
Almería	105.760	86.183	81%	105.760	86.996	82%
Total	267.758	195.244	73%	267.758	207.896	78%

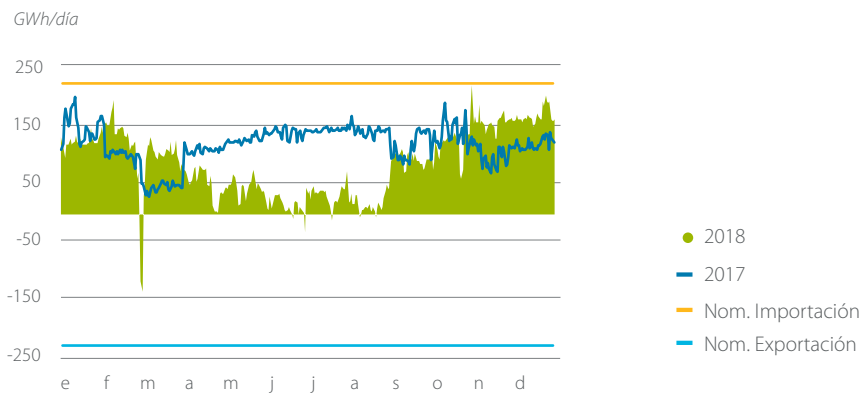
Conexiones internacionales con Francia

Las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 40.230 GWh, lo que supuso una utilización del 68% de la capacidad contratada.

Los flujos importadores desde Francia experimentaron un descenso del 9% respecto al año anterior.

Las exportaciones a través de las conexiones con Francia fueron de 8.667 GWh, lo que representó un porcentaje superior al 100% respecto al año anterior .

○ Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



La capacidad de importación contratada con Francia fue de 59.376 GWh, un 1% más que en 2017. La capacidad de exportación contratada se situó en 46.438 GWh, lo que representó una contratación media del 57% de la capacidad nominal, dato similar al año anterior.

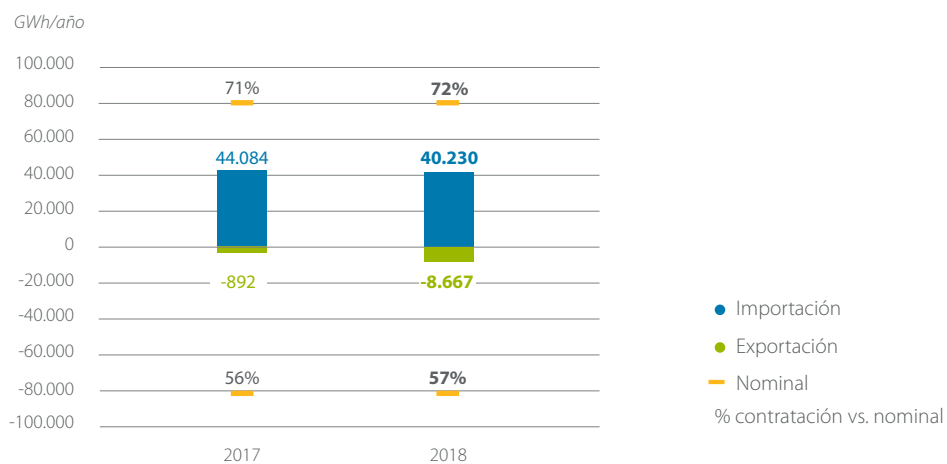
40.230 GWh

Gas natural importado a través de las conexiones internacionales con Francia en 2018

□ Contratación

GWh	2017			2018		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Importación CCII Francia	82.125	58.505	71%	82.125	59.376	72%
Exportación CCII Francia	82.125	46.146	56%	82.125	46.438	57%

○ Movimientos comerciales

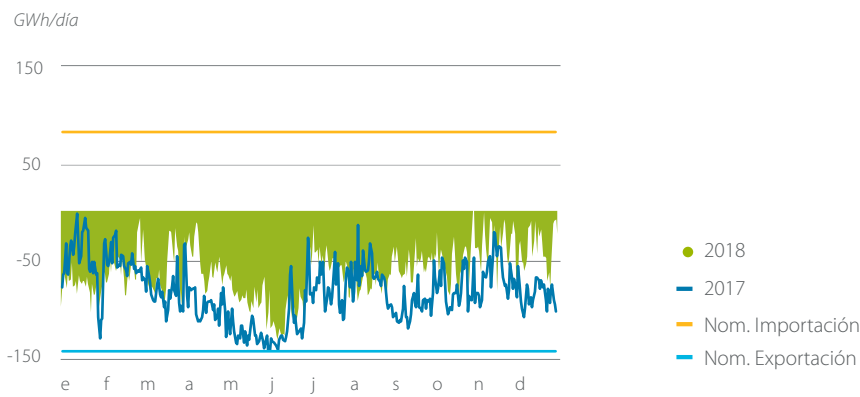


Conexiones internacionales con Portugal

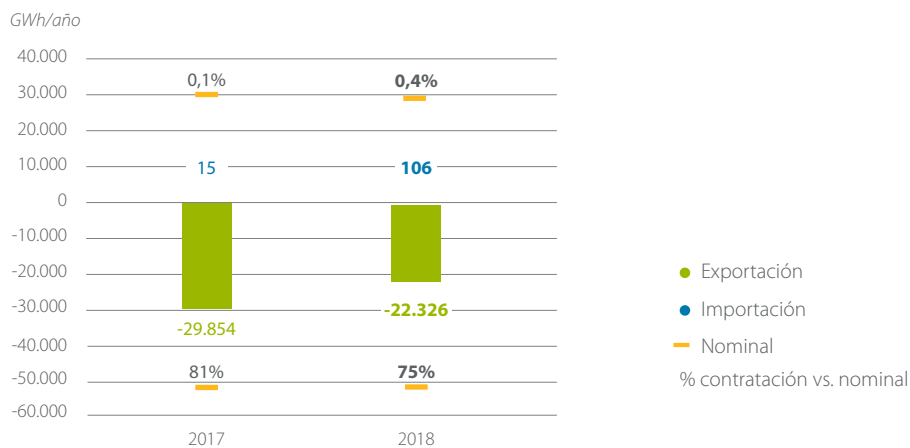
Los flujos importadores a través de las conexiones internacionales con Portugal fueron de 106 GWh, más del 100% respecto al año anterior. Supuso una utilización del 99% de la capacidad contratada.

Las exportaciones con Portugal alcanzaron 22.326 GWh, lo que supuso un 56% de utilización de la capacidad contratada.

○ Movimientos físicos (Saldo = Importación – Exportación)



○ Movimientos comerciales





En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 39.523 GWh, equivalentes al 75% de su capacidad nominal. El porcentaje de capacidad contratada en sentido España-Portugal se redujo un 7% respecto al año anterior. La capacidad de importación contratada se mantuvo en valores similares a los de 2017.

▣ Contratación

GWh	2017			2018		
	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada	Nominal	Contratado	% Capacidad contratada
Importación CCII Portugal	29.276	15	0,1%	29.276	107	0,4%
Exportación CCII Portugal	52.697	42.720	81%	52.697	39.523	75%

6.

Almacенamientos subterráneos

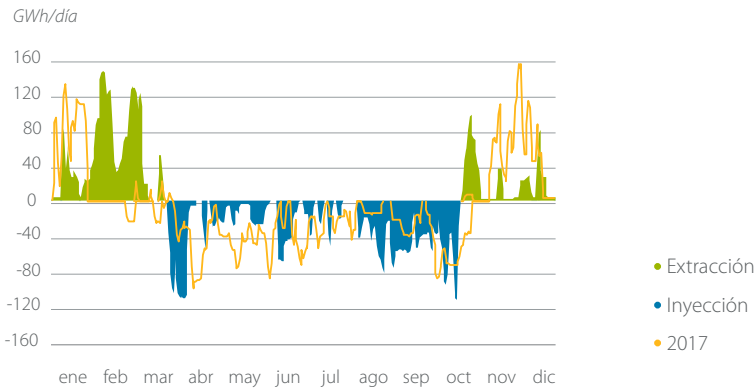


En 2018 la extracción de gas de los almacenamientos ascendió a 6.260 GWh, un 21% más que en 2017.

En el mes de abril comenzó el ciclo de inyección que acumuló 6.897 GWh en todo el año. En 2018 no se realizó inyección de gas colchón. Por otra parte, las existencias, al finalizar el ciclo de inyección, alcanzaron un nivel de llenado del 71% de la capacidad total.

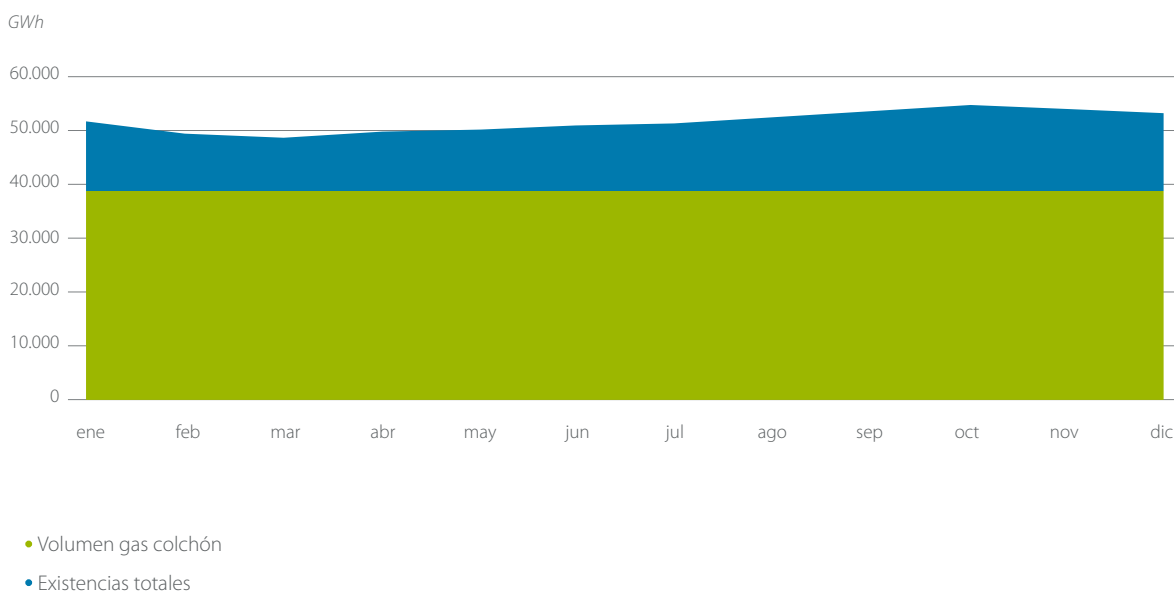
□ Inyección y extracción en AASS

GWh	2017	2018	Δ s/2017
Inyección	8.295	6.897	-17%
Extracción	5.192	6.260	+21%



La Resolución de 30 de enero de 2018, 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 2018 y el 31 de marzo de 2019, fijó la capacidad disponible en 32.059 GWh. Además, determinó el volumen de existencias mínimas de seguridad (20 días de ventas firmes) en 19.216 GWh.

Existencias en AASS



En cuanto a la capacidad contratada, a 31 de diciembre ascendía a 23.308 GWh, cifra equivalente a 21 días de la demanda diaria media invernal durante el ejercicio 2018.

Como en años anteriores, los almacenamientos subterráneos continuaron cumpliendo una función clave para el correcto funcionamiento del Sistema Gasista.



▣ Gestión total de los almacenamientos subterráneos en 2018

		ene	feb	mar	abr
Capacidad disponible	GWh	31.701	31.701	31.701	32.059
Volumen gas colchón	GWh	38.203	38.203	38.203	38.203
Existencias iniciales	GWh	52.069	51.178	48.583	47.909
Inyección (neta)	GWh/mes	0	0	449	1.174
Inyección media diaria	GWh/día	0	0	14	39
Extracción (bruta)	GWh/mes	892	2.595	1.122	0
Extracción media diaria	GWh/día	29	93	36	0
Existencias finales	GWh	51.178	48.583	47.909	49.083



may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	2018
32.059	32.059	32.059	32.059	32.059	32.059	32.059	32.059	
38.203	38.203	38.203	38.203	38.203	38.203	38.203	38.203	
49.083	49.543	50.320	50.778	51.675	53.078	53.903	53.331	
460	777	459	896	1.403	1.279	0	0	6.897
15	26	15	29	47	41	0	0	
0	0	0	0	0	454	572	625	6.260
0	0	0	0	0	15	19	20	
49.543	50.320	50.778	51.675	53.078	53.903	53.331	52.706	

7.


Transporte
de gas



A finales de 2018 el Sistema Gasista contaba con 11.369 km de gasoductos de transporte primario y un total de 13.361 km, incluyendo los secundarios.

Mapa de infraestructuras de transporte



 A partir de la entrada en vigor del Real Decreto 335/2018, queda restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

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 2018 el Gestor Técnico del Sistema continuó garantizando la continuidad, calidad y seguridad del suministro, bajo los principios de objetividad, transparencia y no discriminación; buscando el correcto funcionamiento del Sistema con criterios de eficacia, eficiencia y mejor servicio al cliente.

Notas de Operación

A lo largo de 2018 se publicaron nueve Notas de Operación, por este orden:

- Situación de operación excepcional de nivel 0 por "Ola de frío".
- Aviso de bajas temperaturas.
- Reducción de la obligación de reserva invernal.
- Mecanismo alternativo excepcional para la constitución de existencias de carácter estratégico en la campaña 2018-2019.
- Situación de operación excepcional de nivel 0 por "Ola de frío".
- Movilización de parte de la reserva invernal.
- Finalización obligatoria de la reserva invernal del periodo 2017-2018.
- Desvío de buque a la Planta de Sagunto: situación de operación excepcional de nivel 0.
- Aumento de la demanda por bajas temperaturas.

▣ Calidad media de los gases de emisión en 2018

	Barcelona	Huelva	Cartagena	Bilbao	Sagunto	Mugardos
Entrada a red de transporte GWh	52.134	43.156	5.978	31.531	1.493	10.980

Fracciones molares %

Nitrógeno (N ₂)	0,234	0,148	0,462	0,193	0,738	0,093
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)]	11,808	11,892	11,395	11,701	11,280	11,784
P.C.S. [MJ/m ³ (n)]	42,509	42,812	41,021	42,122	40,606	42,422
Densidad relativa	0,599	0,603	0,577	0,592	0,569	0,596



Yacimiento Azalcázar	Yacimiento Poseidón	Yacimiento Viura	Valdemingómez	Conexión Portugal	Conexión Francia	Tarifa	Almería
55	31	881	96	106	40.230	104.807	79.290
0,831	0,386	1,686	0,469	0,449	0,661	2,328	1,070
0,154	0,022	0,906	1,370	0,203	0,323	1,165	1,501
11,420	11,483	11,631	10,887	11,765	11,678	11,651	11,673
41,112	41,339	41,872	39,192	42,356	42,040	41,944	42,024
0,585	0,582	0,619	0,572	0,602	0,601	0,631	0,624

8.

Capacidad de acceso
y plataforma
de contratación

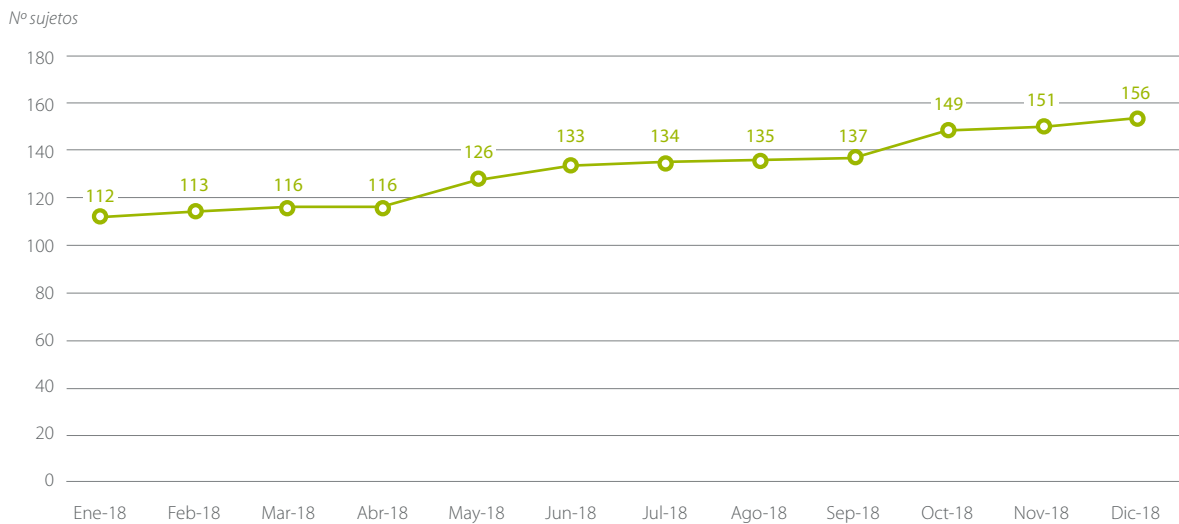


Durante el año 2018 se formalizaron 15.233 contratos en la Plataforma de Contratación de Capacidad.

A consecuencia del Real Decreto 984/2015, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso a terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, el 1 de octubre de 2016 entró en funcionamiento la Plataforma de Contratación de Capacidad para 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 su disposición adicional segunda se desarrolla el Contrato Marco de acceso a las instalaciones del Sistema Gasista donde se estipulan las cláusulas que regulan la relación entre los firmantes.

A 31 de diciembre de 2018, un total de 156 usuarios habían firmado su adhesión al Contrato Marco.

○ Evolución de sujetos adheridos al Contrato Marco





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, desde las 6:00 h del día "d" a las 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
- Trasvase 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

Procedimientos de asignación de capacidad

Existen diferentes mecanismos de asignación de capacidad, entre los que destacan:

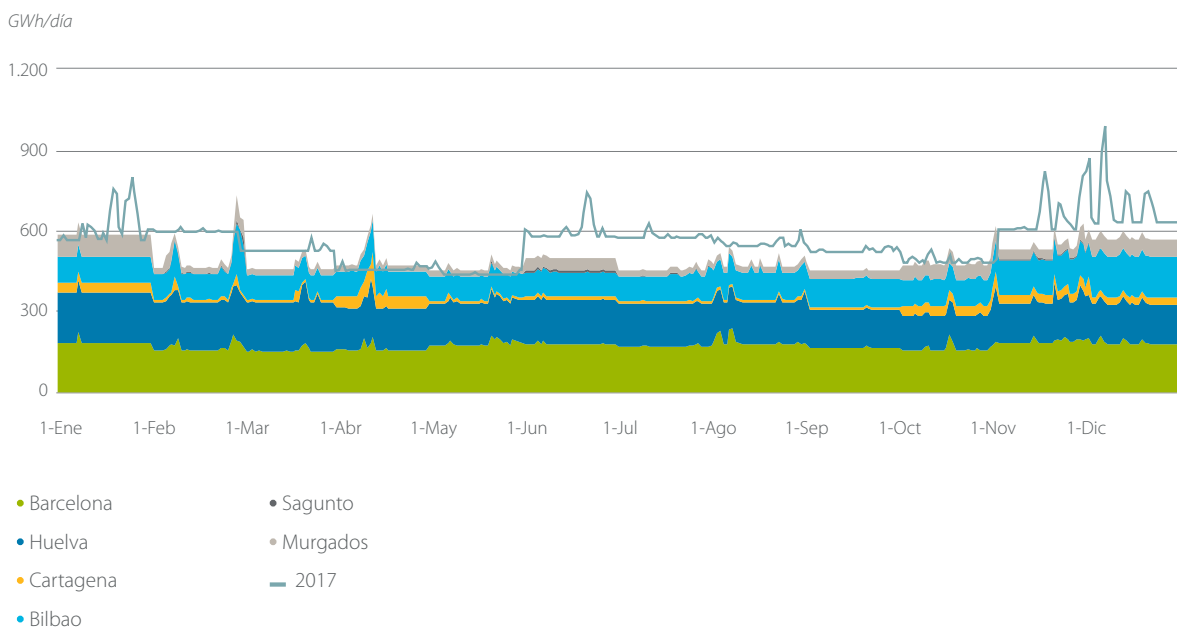
- **Subasta de reloj ascendente:** La primera ronda se inicia al precio de reserva, que irá creciendo progresivamente en las sucesivas rondas. La subasta finalizará cuando la demanda agregada de todos los usuarios sea inferior o igual a la capacidad ofertada.
- **Subasta de sobre cerrado:** Existe una única ronda de ofertas que se organizan en orden decreciente según su precio. Se adjudica la capacidad cuando se alcanza la totalidad de la capacidad ofertada.
- **Orden cronológico de solicitud, *First Come First Served*:** La capacidad se asigna en función del orden de llegada de las solicitudes de los agentes, hasta alcanzar la totalidad de la capacidad ofertada.
- **Cuota de mercado:** La capacidad se asigna en función de la demanda de cada agente.

Plantas de regasificación

Contratación de regasificación

La contratación media en 2018 del servicio de regasificación fue de 501 GWh/día, un 11% inferior a la del año anterior.

○ Contratación de regasificación por planta

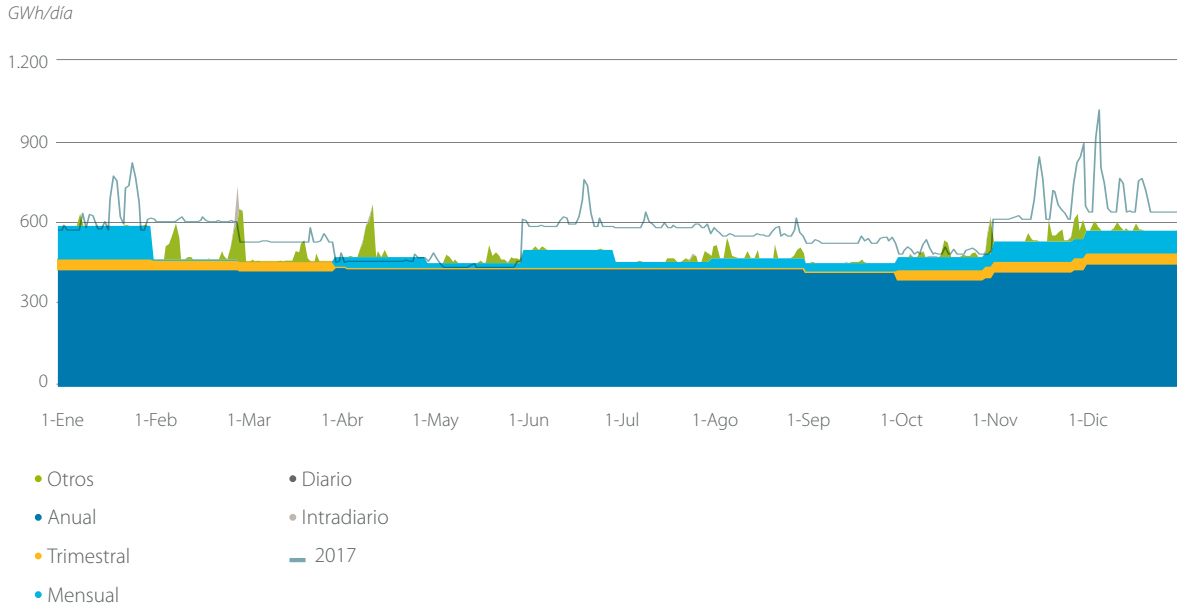


La contratación media de regasificación de las plantas de Murgados, Bilbao y Huelva registraron un crecimiento del 13%, 7% y 4%, respectivamente respecto a 2017.

501 GWh/día

Contratación media
del servicio de regasificación en 2018

○ Contratación de regasificación por producto

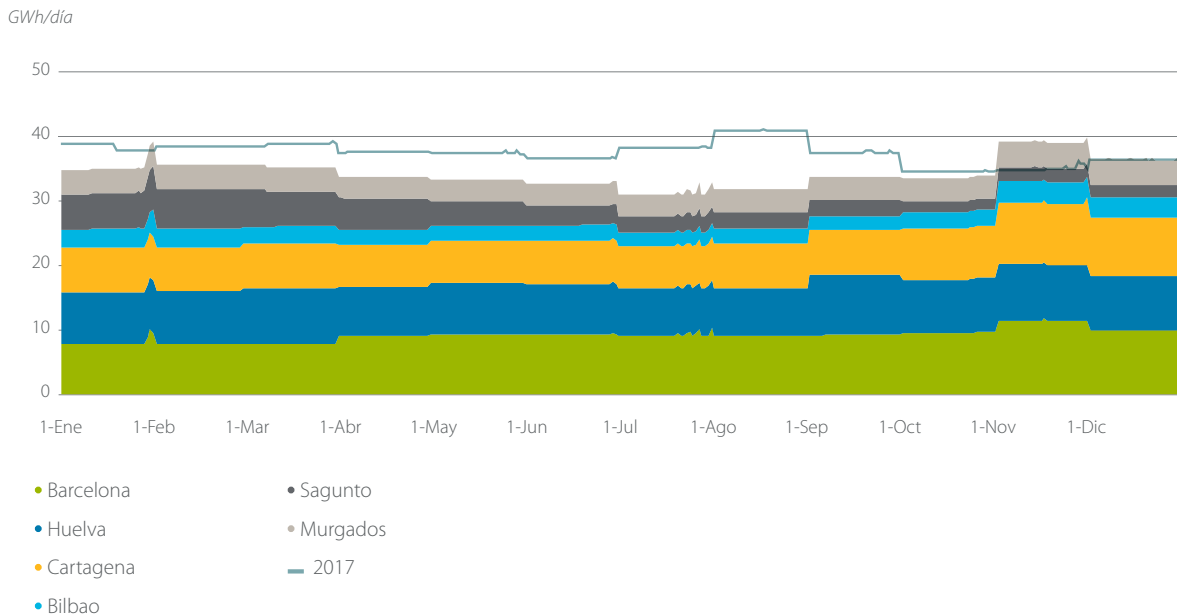


El 98% de la capacidad contratada de regasificación fue anual, trimestral y mensual. La capacidad a corto plazo (diario e intradiario) representó el 2%.

Contratación de carga de cisternas

La contratación media en 2018 del servicio de carga de cisternas fue de 34 GWh/día, un 8% inferior a la del año anterior.

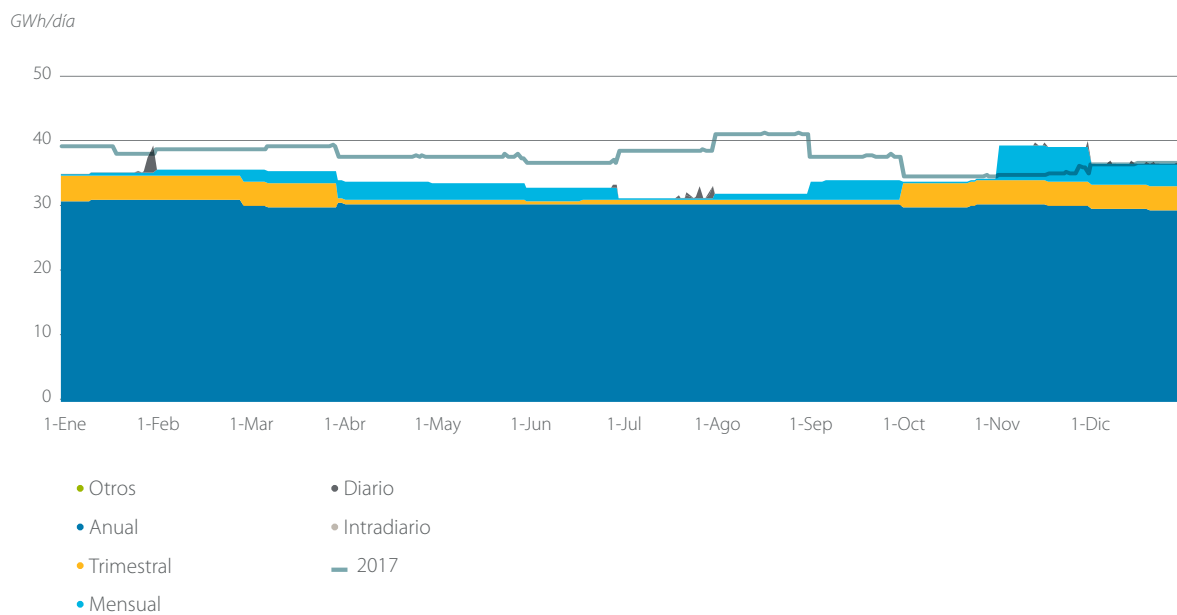
○ Contratación de carga de cisternas por planta





Las plantas que registraron crecimientos en 2018 fueron Bilbao y Cartagena, con un 36% y un 23%, respectivamente.

○ Contratación de carga de cisternas por producto



El 88% de la capacidad contratada de cargas de cisternas se realizó con contratos anuales.

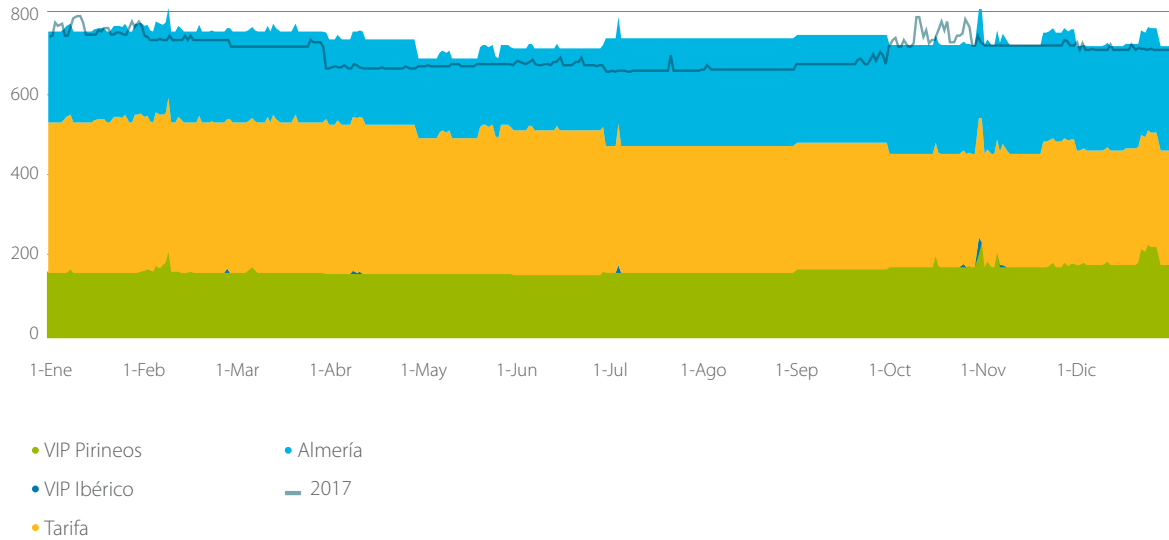
Conexiones Internacionales

Contratación de importación

La contratación media en 2018 del servicio de importación fue de 733 GWh/día, un 5% superior a la del ejercicio anterior.

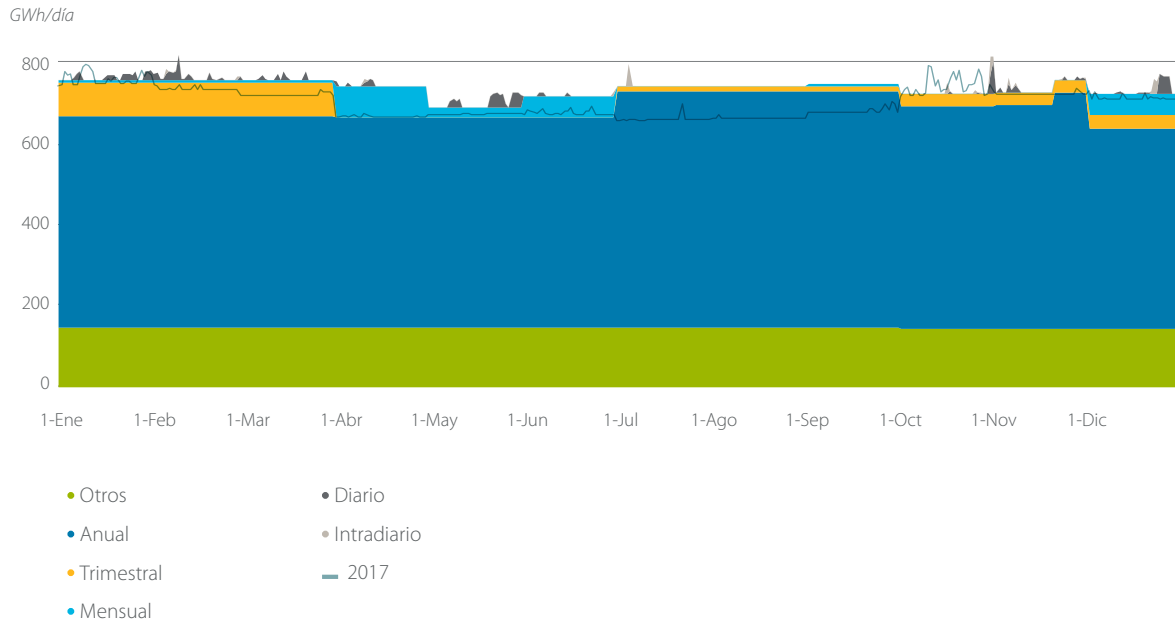
○ Contratación de importación por CCII

GWh/día



VIP Ibérico y Tarifa fueron las conexiones que registraron mayores crecimientos respecto a 2017, superior al 100% y un 11%, respectivamente.

○ Contratación de importación por producto



El 99% de la contratación media de capacidad de importación por conexiones internacionales se realizó con contratos a largo plazo (anual, trimestral, mensual y otros, anteriores a octubre de 2016).

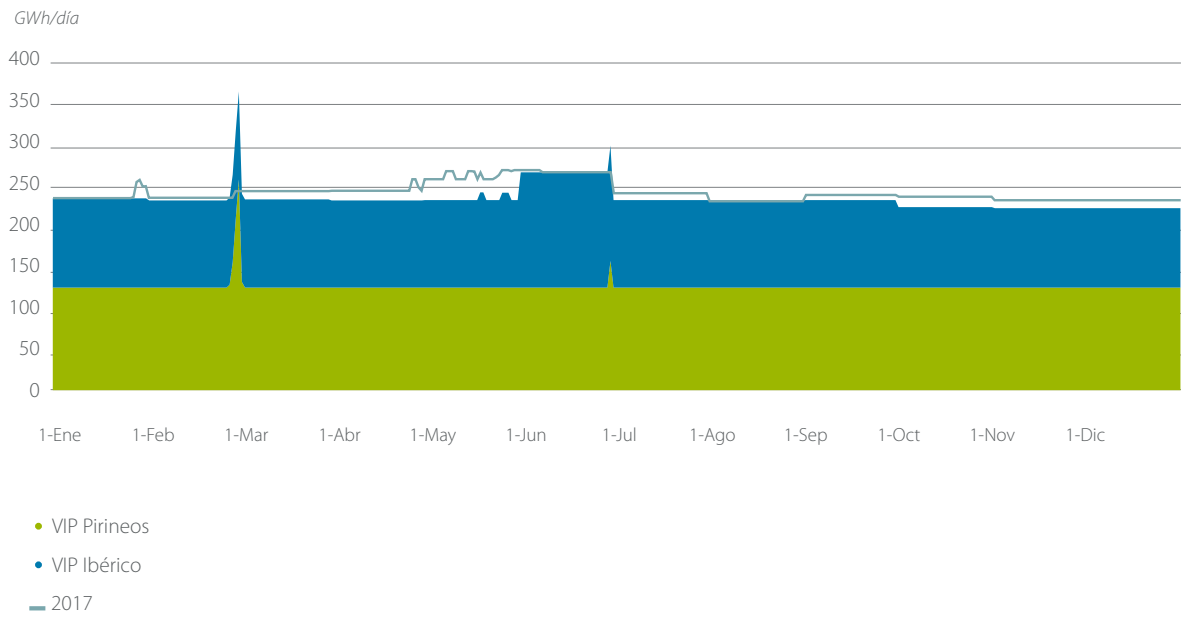
733 GWh/día

Contratación media
del servicio de importación en 2018

Contratación de exportación

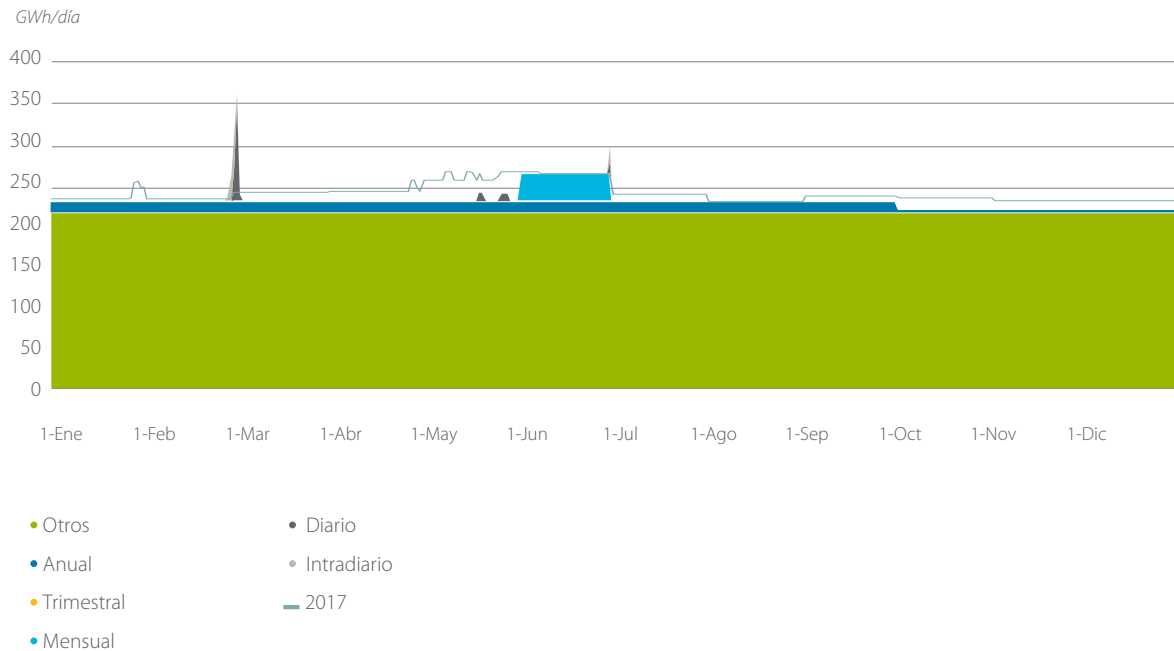
La contratación media en 2018 del servicio de exportación fue de 236 GWh/día, un 3% inferior a la del año anterior.

○ Contratación de exportación por CCII



Se registró un descenso del 7% de la capacidad de exportación por VIP Ibérico respecto al año anterior, mientras que VIP Pirineos presentó un crecimiento del 1%.

○ Contratación de exportación por producto



El 93% de la capacidad contratada de exportación por conexiones internacionales se realizó antes del 1 de octubre del 2016.

Subastas para la adquisición de capacidad en las conexiones internacionales europeas

Durante el 2018, 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 2 de julio de 2018 y se ofertó el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de septiembre de 2019.
- Las subastas de productos trimestrales se celebraron el 5 de febrero (se ofertaron el segundo y tercer trimestre de 2018); el 7 de mayo (el tercer trimestre de 2018); el 6 de agosto (el cuarto trimestre de 2018 y los tres primeros trimestres de 2019); y el 5 de noviembre (los tres primeros trimestres de 2019).
- En las subastas de productos mensuales se ofertó capacidad para el siguiente mes natural. Adicionalmente, cada día se realizaron las subastas diarias e intradiarias.

Almacenamientos subterráneos

Subastas de capacidad

Según la orden de peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas vigente, la asignación de capacidad en los almacenamientos subterráneos consta de una primera fase de asignación directa, regulada en la orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, y modificada por la orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, en la que se establece que el criterio para realizar la asignación directa sea el siguiente:

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

En la segunda fase la capacidad restante, disponible una vez realizada la asignación directa, se oferta realizando subastas de capacidad organizadas por el Gestor Técnico del Sistema (GTS) y supervisadas por la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC), según lo establecido en la Resolución de 30 de marzo de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía.

Asignación de capacidad en almacenamientos subterráneos (GWh)

En cumplimiento de la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, de acuerdo con la Resolución de 30 de enero 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 2018 y el 31 de marzo de 2019, la capacidad total ofertada en este periodo fue de 32.059 GWh.

Serrablo, Gaviota y Marismas mantuvieron la capacidad del periodo anterior, mientras que en Yela se incrementó en 358 GWh.

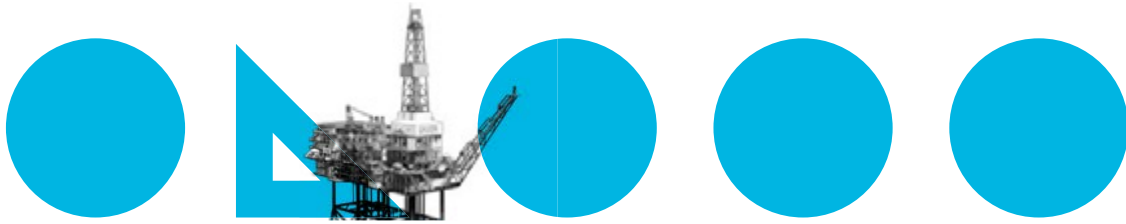
Adicionalmente a la asignación directa, en 2018 se realizaron 23 subastas de capacidad:

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



32.059 GWh

Capacidad ofertada para
almacenamientos subterráneos



Subastas anuales y trimestrales

GWh

Anual abr-18 → mar-19 Asignación 418,1 20 marzo	Trimestrales abr-18 → jun-18 jul-18 → sep-18 oct-18 → dic-18 ene-19 → mar-19 Asignación 0 23 marzo	Trimestrales jul-18 → sep-18 Asignación 260 oct-18 → dic-18 Asignación 100 ene-19 → mar-19 Asignación 0 11 junio	Trimestrales oct-18 → dic-18 Asignación 1.808 ene-19 → mar-19 Asignación 0,04 10 septiembre	Trimestrales ene-19 → mar-19 Asignación 0 10 diciembre
---	---	--	---	--

Subastas mensuales

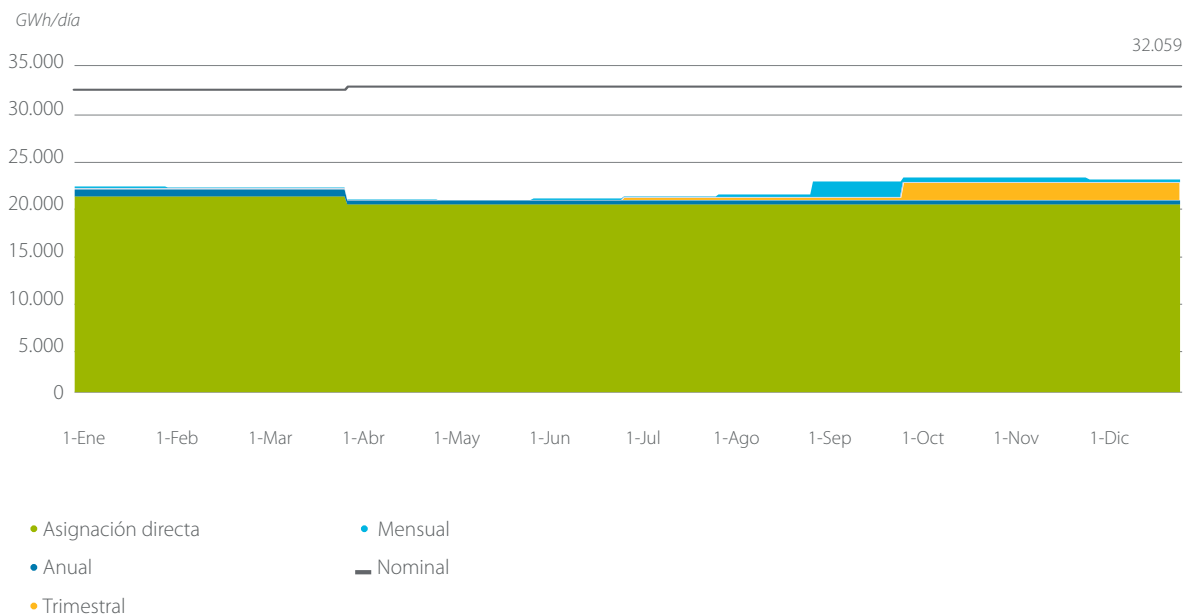
GWh

Febrero Asignación 133 15 enero	Marzo Asignación 75 19 febrero	Abril Asignación 40,1 28 marzo	Mayo Asignación 0 16 abril
Junio Asignación 180,1 21 mayo	Julio Asignación 103 18 junio	Agosto Asignación 378,1 16 julio	Septiembre Asignación 1.803,1 20 agosto
Octubre Asignación 565,1 17 septiembre	Noviembre Asignación 565 15 octubre	Diciembre Asignación 350,1 19 noviembre	Enero Asignación 1.648,1 17 diciembre



La contratación media de almacenamientos subterráneos fue de 22.274 GWh, un 3% inferior a la registrada en 2017. La capacidad máxima contratada fue de 23.523 GWh y se alcanzó en el mes de octubre.

○ Contratación de almacenamientos subterráneos

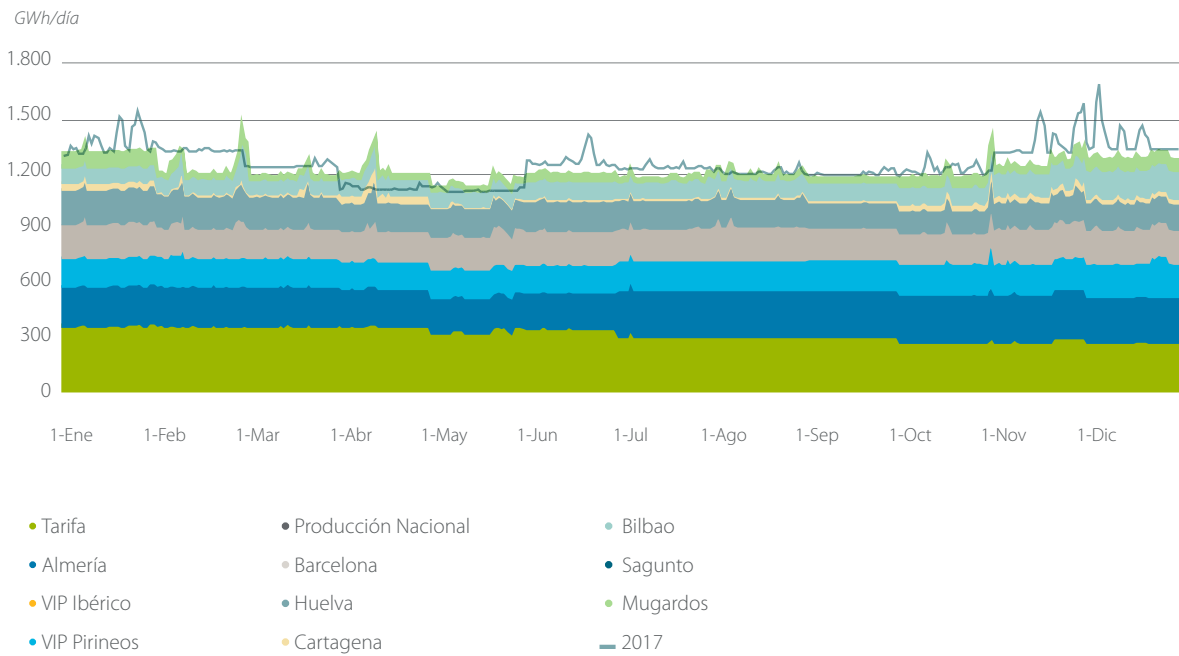


Punto Virtual de Balance

Acceso al Punto Virtual de Balance

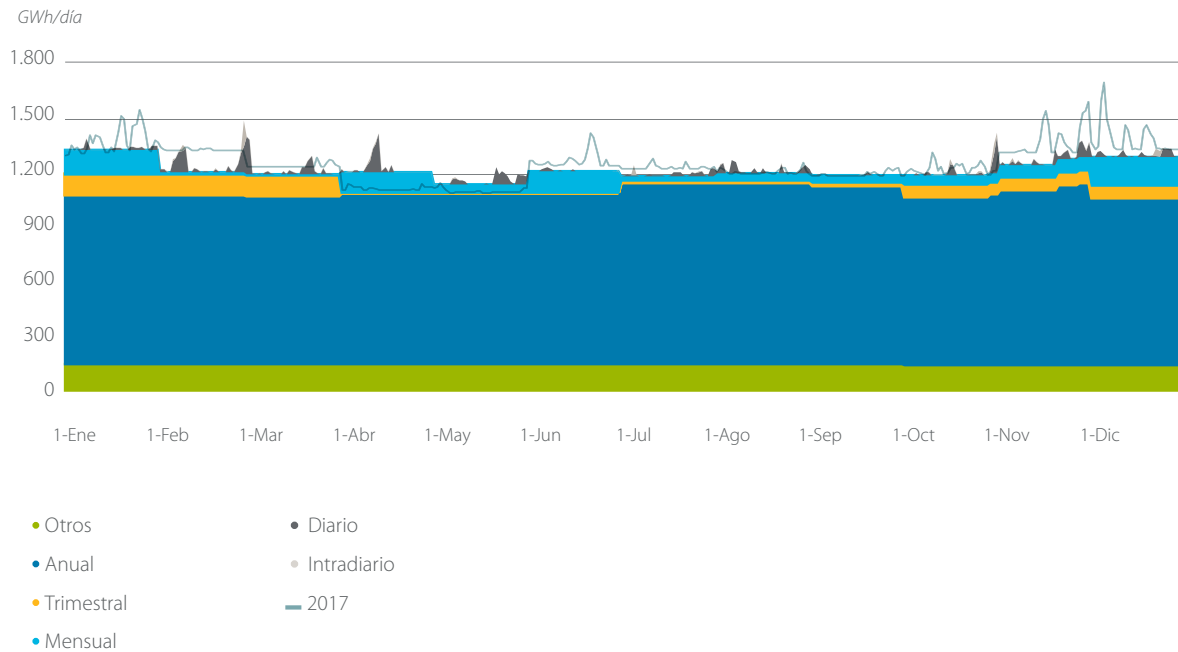
La contratación media en 2018 del servicio de acceso al Punto Virtual de Balance fue de 1.243 GWh/día, un 2% inferior a la del año anterior.

○ Contratación de acceso a PVB



El máximo diario de contratación de acceso al PVB se alcanzó el día 28 de febrero con 1.499 GWh contratados.

○ Contratación de acceso a PVB por producto



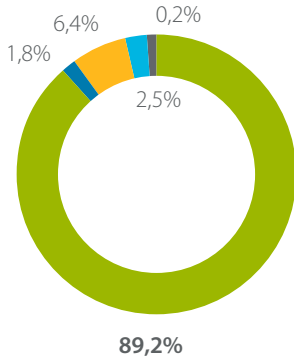
El 78% de la contratación de acceso a PVB se realizó con contratos anuales. El 99% de la capacidad total contratada de acceso a PVB se realizó con contratos a largo plazo (anual, trimestral, mensual y otros).

1.499 GWh

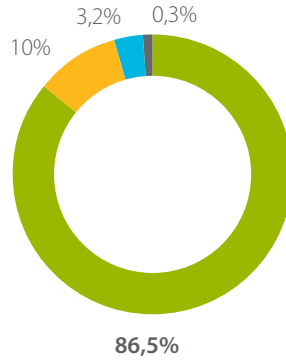
Máximo diario
de contratación

○ Contratación de acceso a PVB por planta y producto

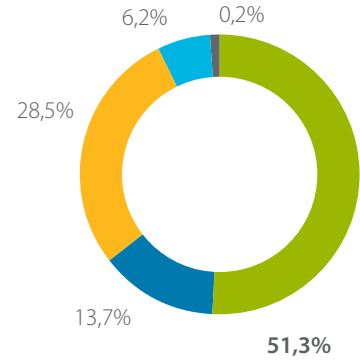
Planta de Barcelona



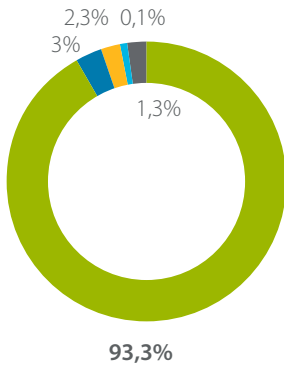
Planta de Bilbao



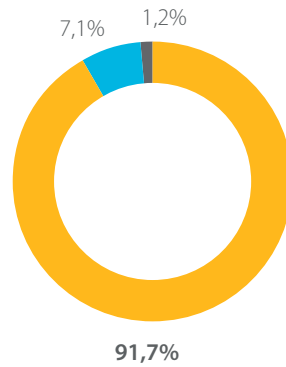
Planta de Cartagena



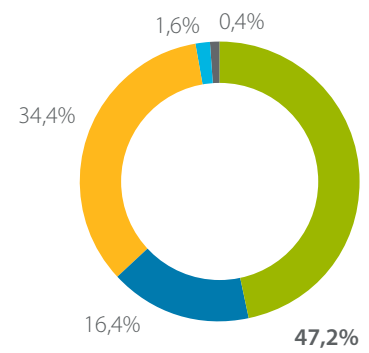
Planta de Huelva



Planta de Sagunto



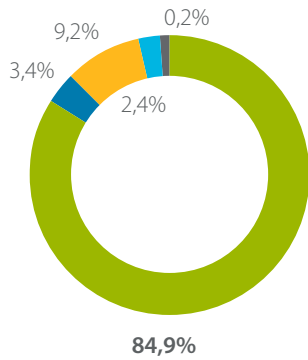
Planta de Mugarodos



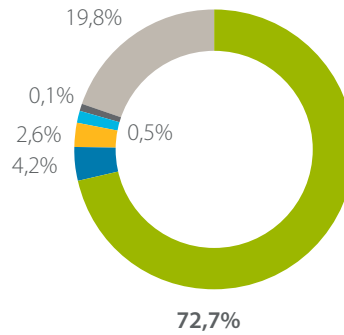
- Anual
- Trimestral
- Mensual
- Diario
- Intradiario
- Otros

○ Contratación de acceso a PVB por producto

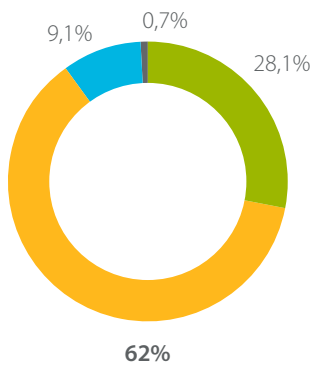
Plantas de regasificación



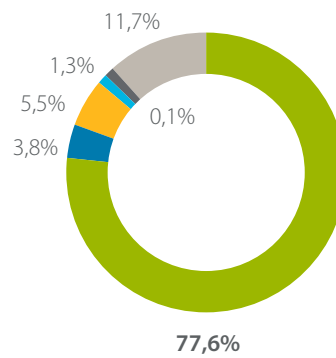
Conexiones internacionales



Producción nacional + Biogás



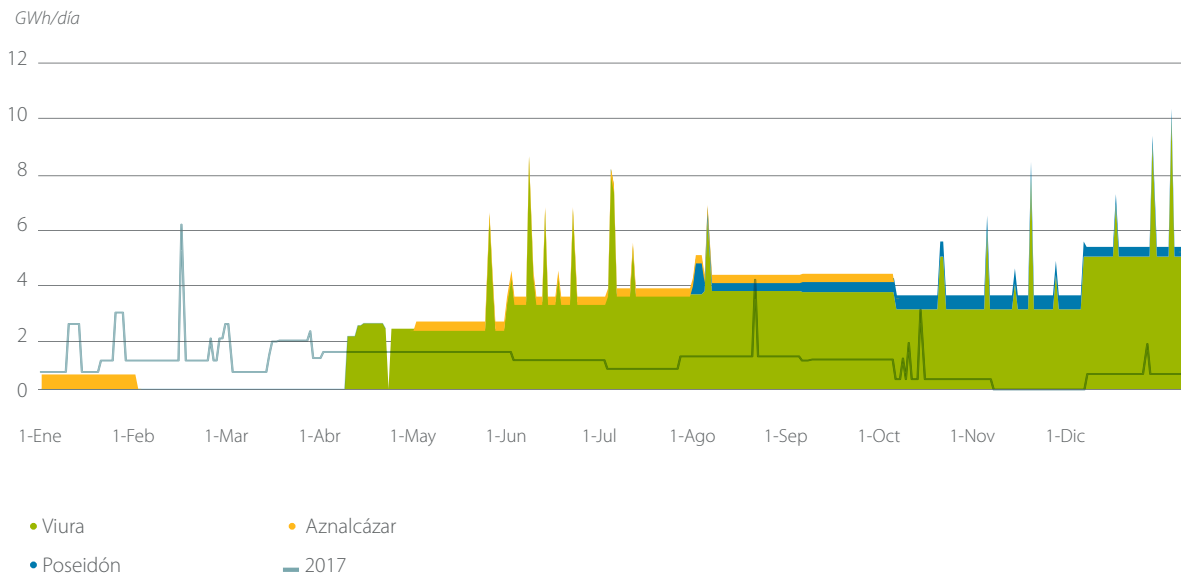
Total APVB



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

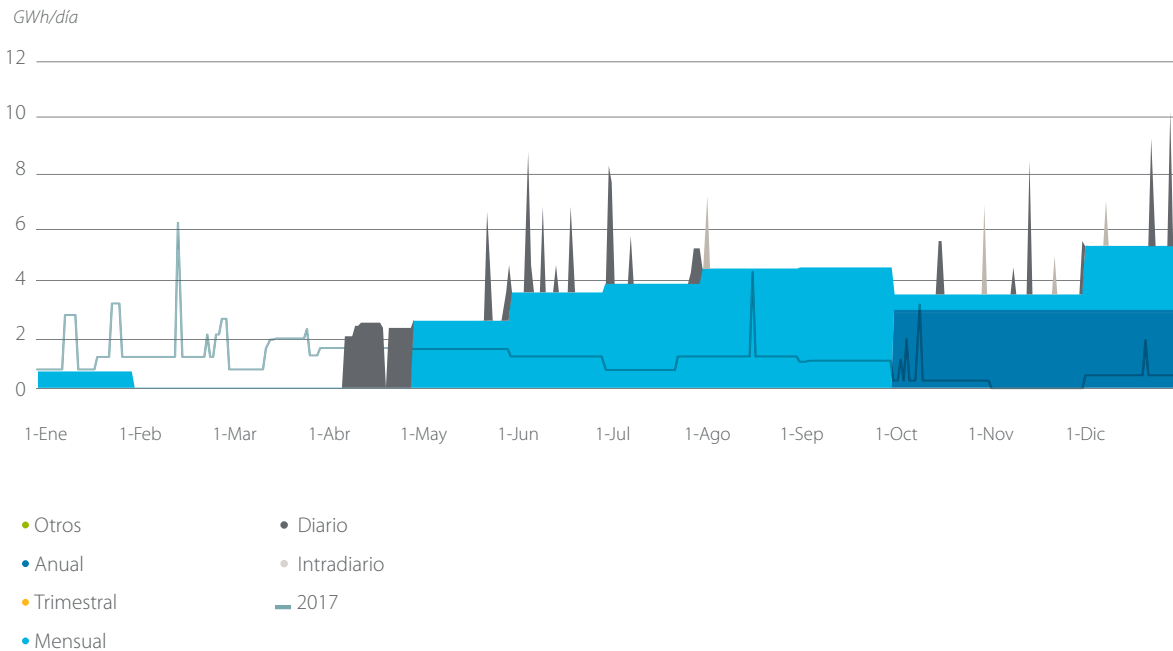
Acceso a PVB desde yacimiento

○ Contratación de acceso a PVB desde yacimiento por punto de conexión



La contratación media en 2018 de acceso a PVB desde yacimientos fue de 3 GWh, con un crecimiento superior al 100% respecto a 2017. Por su parte, los yacimientos de Viura y Aznalcázar registraron un incremento de la capacidad media contratada superior al 100% y del 84%, respectivamente.

○ Contratación de acceso a PVB desde yacimiento por tipo de producto



El 90% de la capacidad contratada de acceso al PVB por yacimiento fue anual, trimestral y mensual, mientras que el 10% fue a corto plazo (diario e intradía).

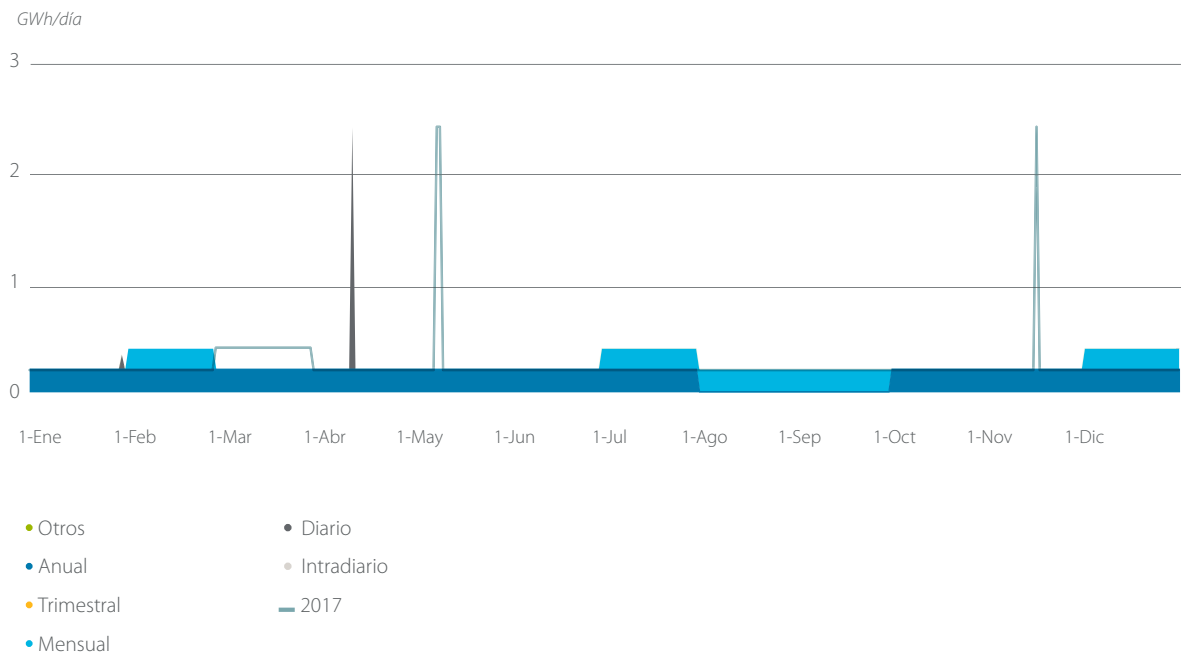
3 GWh

Contratación media de acceso a PVB desde yacimiento en 2018

Acceso a PVB desde planta de biometano

La contratación media en 2018 de acceso a PVB desde yacimientos fue de 256 MWh, un 9% más que en 2017. El 98% de la capacidad media contratada de acceso al PVB por planta de biometano fue anual, trimestral y mensual.

○ Contratación de acceso a PVB desde desde planta de biometano por tipo de producto



256 MWh

Contratación
media en 2018



9.

Mercados de gas



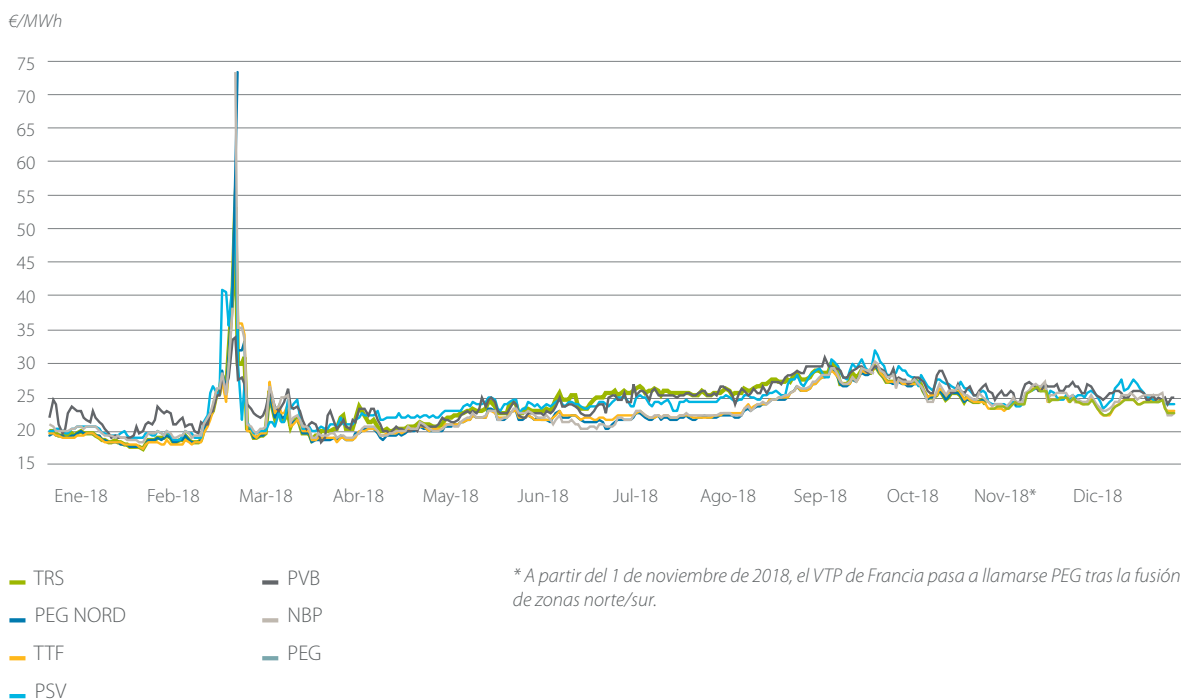
Durante la ola de frío europea, que tuvo lugar entre el 24 de febrero y el 19 de marzo, el precio del gas en España se mantuvo alejado de los precios anormalmente altos registrados en otros países europeos.

Mercado Organizado de 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 tres años, permitió negociar transacciones de compra-venta de gas con entrega física en el Punto Virtual de Balance (PVB) en el mercado organizado.

La puesta en marcha de MIBGAS supuso uno de los hitos más importantes en la implantación del Código de Red de Balance, ya que permitió disponer de una señal de precio pública y transparente para el mercado de gas español y posicionarlo en el marco europeo.

○ Precios de referencia *day-ahead* en hubs europeos

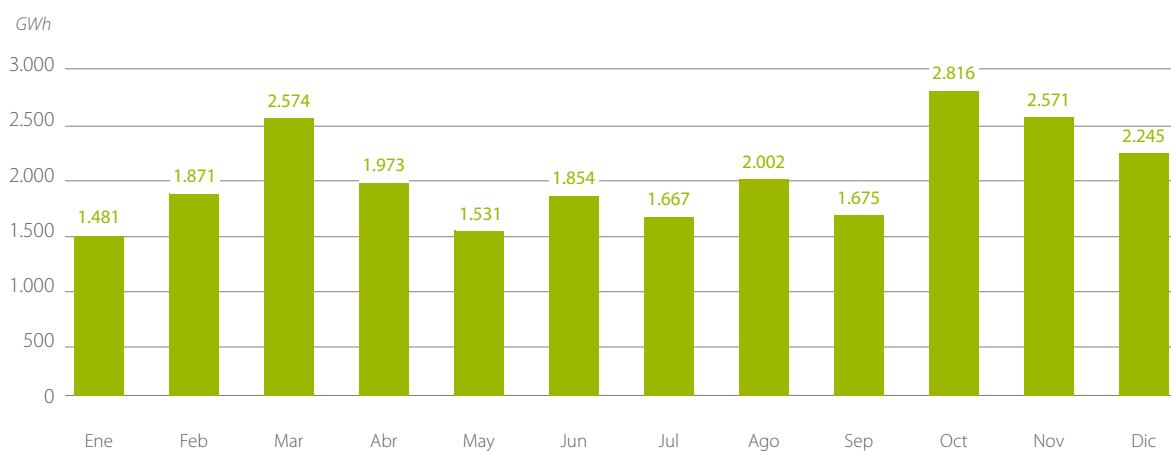


Los precios de referencia del producto *day-ahead* en su conjunto estuvieron marcados por dos circunstancias. La primera fue la ola de frío que se denominó "La Bestia del Este". Se produjo entre el 24 de febrero y el 19 de marzo y afectó a todos los países del noroeste de Europa. Las tensiones en el mercado derivadas del aumento de demanda se tradujeron en un incremento de los precios que llevó al NPB británico a registrar valores que rondaron los 74 €/MWh y al TTF holandés, el PEGNord francés y al PSV italiano a cotizar por encima de los 56 €/MWh. El PVB consiguió mantenerse alejado de estos elevados precios: su valor máximo en ese periodo no llegó a los 34 €/MWh.

La segunda fue el alza global de precios que se produjo durante el mes de septiembre y que fue causada por la escalada de los precios del CO₂ hasta niveles que no se habían observado en los últimos diez años. Los precios sufrieron un aumento interanual promedio del 16%, desde el entorno de los 20 €/MWh del mes de enero hasta los valores algo por encima de 23 €/MWh registrados al final del año. El precio del PVB estuvo acoplado prácticamente durante todo el año al TRS, hasta la fusión de zonas francesas que se produjo el 1 de noviembre de 2018. En tasa interanual el precio del índice MIBGAS del PVB experimentó un incremento del 14%.

En lo que respecta a los volúmenes negociados, MIBGAS fue adquiriendo un papel más relevante y fue cada vez más utilizado por los usuarios del Sistema para lograr el equilibrio diario de sus entradas y salidas.

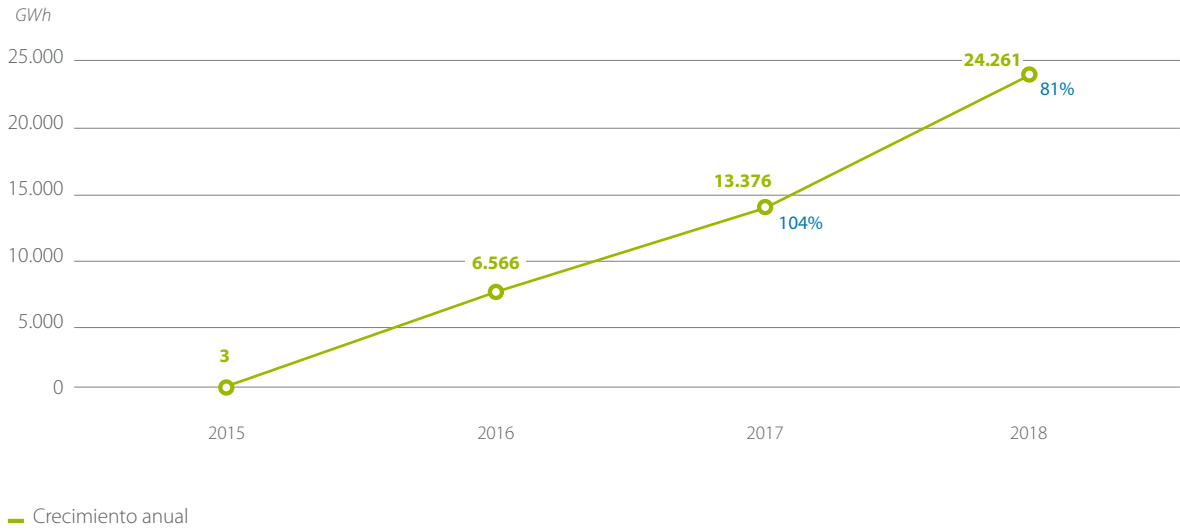
○ Volumen negociado en MIBGAS



2.816 GWh

Récord histórico de volumen negociado en MIBGAS en el mes de octubre

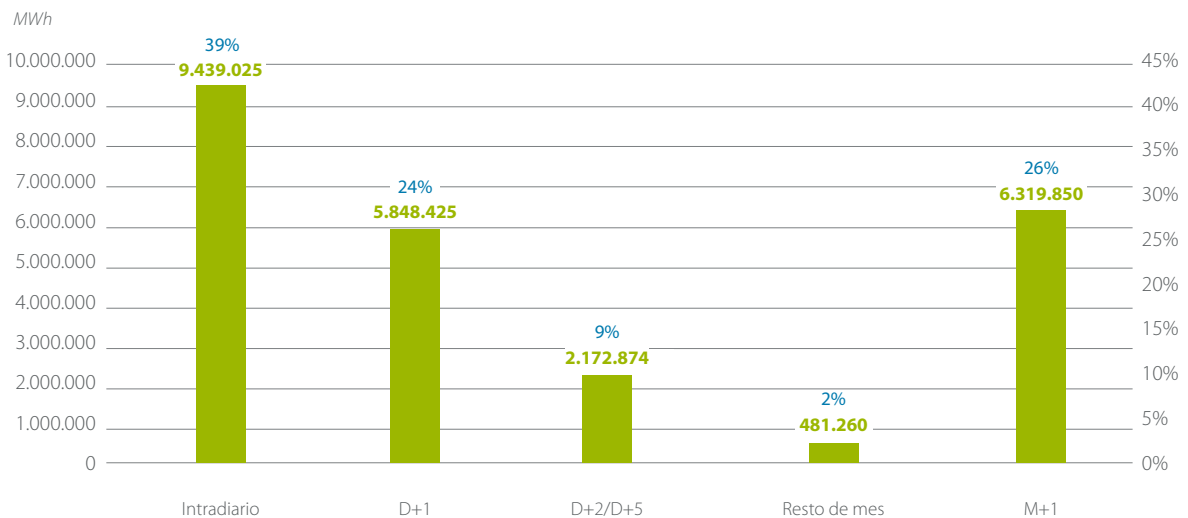
○ Crecimiento interanual del volumen negociado en MIBGAS



Durante 2018 se negociaron en MIBGAS 24.261 GWh (el 7% de la demanda gasista nacional), lo que representó un crecimiento del 81% respecto al año anterior, cuando el volumen negociado ascendió a 13.376 GWh.

Cabe destacar que el mes de octubre registró el récord de negociación con un total de 2.816 GWh, un 10% de la demanda nacional de ese mes (excluyendo el gas con destino a cisternas).

○ Volumen negociado en MIBGAS por tipo de producto



Sobre las preferencias por los diferentes productos negociados en MIBGAS en 2018, el producto intradiario continuó siendo el que registró mayores volúmenes de negociación, un 39% del total. Además, destacó el impulso experimentado por el producto mensual, cuya negociación, un 26% sobre el total negociado, fue superior a la del producto diario (24%).

Otras plataformas de negociación e intermediación

En 2018 se produjo la entrada de nuevas Entidades de Contrapartida Central autorizadas por el Reglamento (UE) N° 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo de 4 de julio de 2012.

Cabe recordar que el 24 de noviembre de 2017, OMIClear obtuvo la autorización para compensar, liquidar (física y financieramente) y notificar al Gestor Técnico del Sistema (GTS), en el día previo al día de entrega, las transacciones OTC (*Over The Counter*), con o sin intermediación, de contratos de futuros de gas natural con transferencia de titularidad en el PVB registradas en OMIP (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués). De esta manera, OMIClear realizó su primera notificación al GTS el 20 de febrero de 2018.

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 2017, habilita a MIBGAS S.A. para la negociación en el Mercado Organizado de Gas de productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance (PVB) del Sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción. También le capacita para la negociación de productos de GNL en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.

Este marco normativo regula la creación de MIBGAS Derivatives, encargada de la negociación de los productos de gas natural derivados (futuros) con entrega física mensual, con vencimiento superior al mes siguiente (m+2), trimestral, semestral y anual.

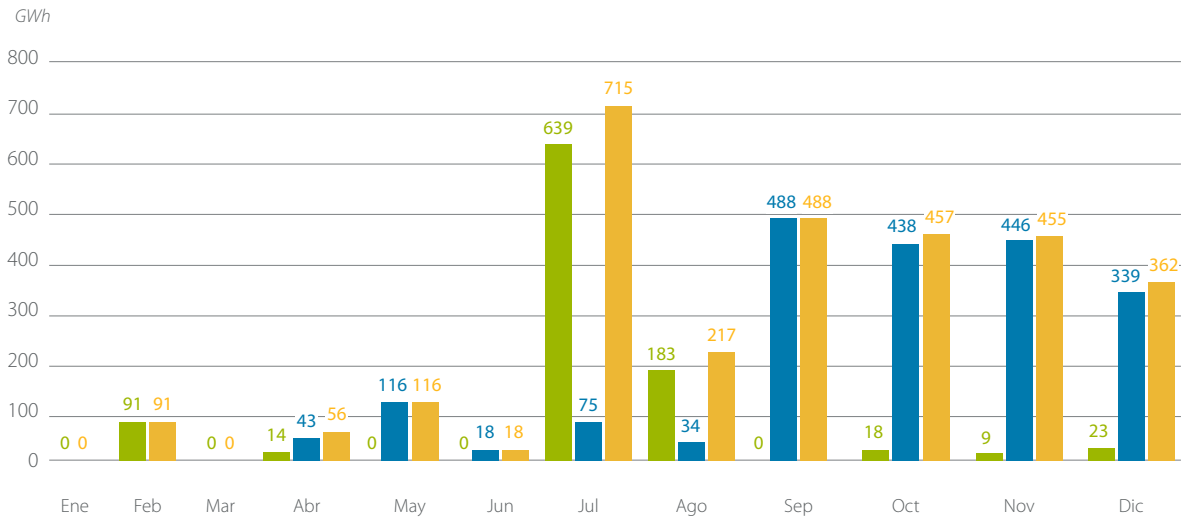
MIBGAS Derivatives y OMIClear formalizaron un acuerdo de cooperación, de manera que la última actúa como cámara de compensación. Es también la responsable de prestar los servicios de liquidación de las transacciones realizadas en el segmento MIBGAS Derivatives Plazo y de la notificación al Gestor Técnico del Sistema en el día previo al día de entrega de las transacciones registradas.

Con la firma de ese acuerdo, OMIClear es el encargado de notificar al Gestor Técnico del Sistema el valor neto de todas las transacciones netas de transferencias de titularidad de gas, tanto las negociadas en MIBGAS Derivatives como las registradas en OMIP para cada día de entrega.

El 24 de abril de 2018, MIBGAS Derivatives comenzó sus sesiones de negociación. Ese mismo día OMIClear realizó la primera notificación al GTS, que incluía las transacciones negociadas en MIBGAS Derivatives y las de OMIP.

Las cantidades totales notificadas por OMIClear en 2018 ascendieron a 2.975 GWh: 977 GWh relativos a los volúmenes registrados en OMIP y 1.998 GWh a los volúmenes negociados en MIBGAS Derivatives. En el mes de julio se registró el volumen más alto de negociación con 715 GWh. Los productos que presentaron una mayor negociación fueron los Año+1, Quarter+1 y Mes+2.

○ Volumen registrado en OMIClear



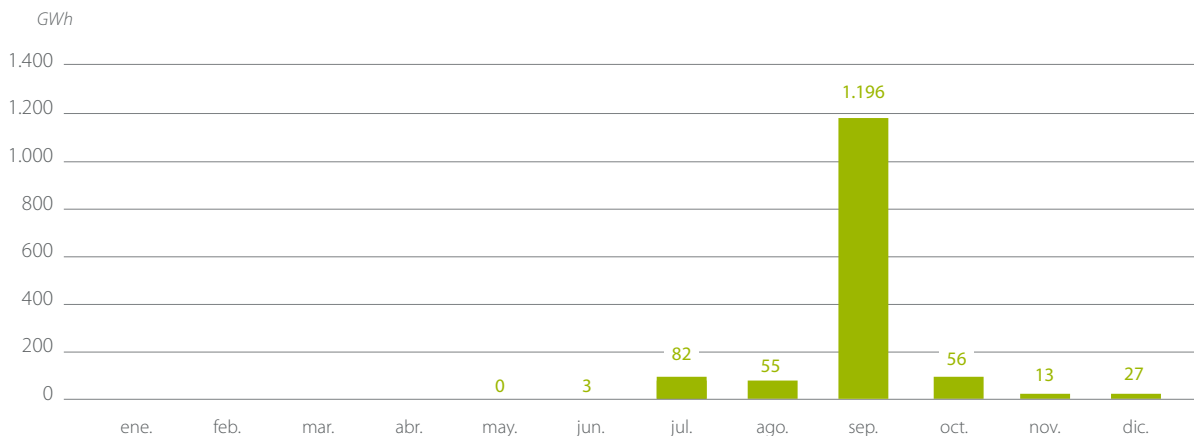
- OMIP
- MIBGAS Derivatives
- Total notificado OMIClear

Fuente: OMIP y MIBGAS Derivatives

El 24 de mayo de 2018, BME Clearing, la Cámara de Contrapartida Central de BME (Bolsas y Mercados Españoles) comenzó a ofertar contratos de gas natural con entrega física en el PVB, realizando la gestión de riesgos y garantías, registro, liquidación y facturación de las posiciones y las notificaciones en el día previo al día de entrega al Gestor Técnico del Sistema.

BME Clearing realizó su primera notificación al GTS el 7 de junio de 2018. Las cantidades totales negociadas en BME Clearing ascendieron a 1.434 GWh, siendo el mes de septiembre el de mayor negociación con un total de 1.196 GWh. Los productos que registraron una mayor negociación fueron Año+1 y Año+2.

○ Volumen registrado en BME Clearing



Fuente: BME Clearing

Además de las plataformas anteriores, los usuarios también pueden registrar transacciones OTC (tanto intermediadas como bilaterales) 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. Además, puede consultarse haciendo **clik aquí**.

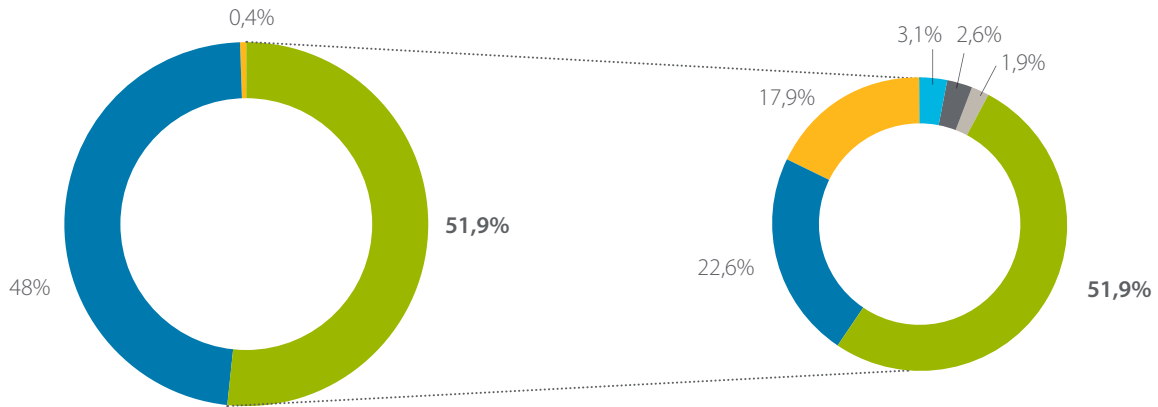
A diferencia del resto de plataformas, el MS-ATR permite a los usuarios el registro de operaciones, no solo en el PVB, sino también en cada una de las seis plantas de regasificación operativas y en el conjunto de los almacenamientos subterráneos.

En 2018 se registraron 192.244 transacciones bilaterales OTC en la plataforma MS-ATR, lo que supuso un volumen negociado de 497.266 GWh. Esta cifra es el equivalente al 142% de la demanda del Sistema. Respecto al año anterior, el número de transacciones se incrementó un 9,6% y el volumen intercambiado descendió un 3,4%.

Mientras que en 2017 las plantas fueron el punto de entrega mayoritario, en 2018 lo fue el PVB, que acumuló el 96% del número de transacciones y el 52% de los volúmenes transaccionados. Se registraron 184.189 transacciones con entrega en el PVB, frente a las 166.499 de 2017, lo que supuso un incremento del 11%. El volumen negociado ascendió a 258.198 GWh, un 9% más que el año anterior.

Por otra parte, Barcelona se consolidó un año más como la terminal con mayor volumen de transacciones acumuladas.

○ Transacciones bilaterales



- Punto Virtual de Balance
- Plantas de regasificación
- Almacenamientos subterráneos

- Barcelona
- Bilbao
- Huelva
- Cartagena
- Sagunto
- Murgados

El GTS en el Mercado Organizado de Gas

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, realiza 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 lograr un Sistema Gasista seguro y una operación eficiente, transparente, avanzada y competente.

192.244

Transacciones bilaterales
en 2018



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 el estado de operación de la misma, para gestionar el balance operativo de la red y para la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB).

El estado de la red de transporte que determina la realización de acciones de balance se establece a través del llamado Volumen de Gas Disponible (VGD). El VGD puede consultarse en la sección de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás o haciendo **clik aquí**.

A través de la realización de acciones de balance, la primera de ellas llevada a cabo el 6 de octubre de 2016, cinco días después de la entrada en vigor de la Circular de Balance, el GTS desempeñó de una manera transparente, eficiente y continua su función de supervisión, gestión y control de la red de transporte.

En 2018 se tomaron 84 acciones de balance, 11 de compra y 73 de venta por un volumen total de 2.189 GWh.

Las 11 acciones de compra supusieron la adquisición de 338 GWh a un precio medio de 27,01 €/MWh. El precio máximo (28 de febrero de 2018) fue de 38,25 €/MWh y el mínimo (5 de mayo de 2018) de 20,50 €/MWh.

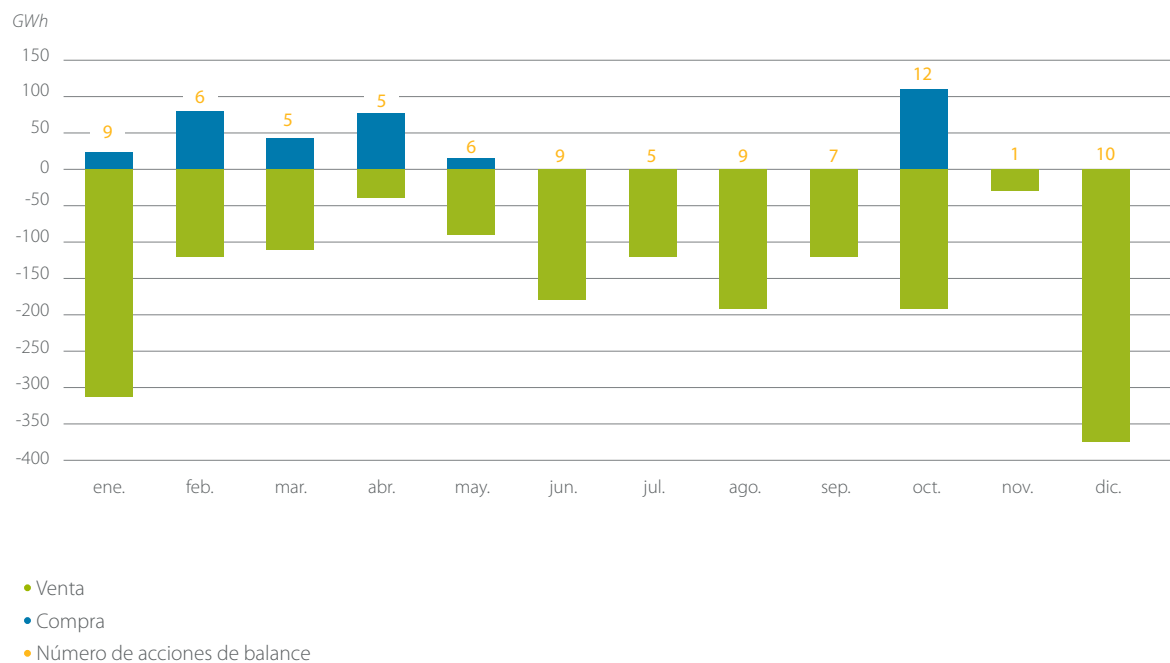
Las 73 acciones de venta representaron un volumen entregado de 1.852 GWh a un precio medio de 22,98 €/MWh. El precio máximo de venta (10 de septiembre de 2018) fue de 29,75 €/MWh y el mínimo (21 de enero de 2018) de 16,35 €/MWh.

Considerando estos datos relativos a 2018, se concluyó que la intervención del GTS en 2018 fue necesaria un 23% del total de días del año. La información referente a los volúmenes, precios y resultados económicos de la toma de acciones de balance pueden consultarse en la sección de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás o haciendo **clik aquí**.

Adicionalmente, el precio marginal de compra o de venta, que interviene en el cálculo de tarifas de desbalance diario en el PVB, fue determinado por las acciones de balance un total de 12 días. Este dato representó un 14% respecto a los días con acciones de balance y un 3% respecto al periodo 2018.

El siguiente gráfico resume el número y las cantidades de gas adquiridas o vendidas por el GTS en concepto de acciones de balance.

○ Acciones de balance realizadas por el GTS



Fuente: Enagás GTS

2.189 GWh

Volumen total de las acciones de balance (84 acciones en 2018)

Gas de operación

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 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 del 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 plantas de regasificación) en el Mercado Organizado de Gas.

En el año 2018 el gas de operación destinado a cubrir las necesidades de las plantas de regasificación dejó de tener la consideración de sufragado y, por tanto, susceptible de ser adquirido por el Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de Gas. Así, los operadores de las plantas de regasificación fueron los responsables de su adquisición.

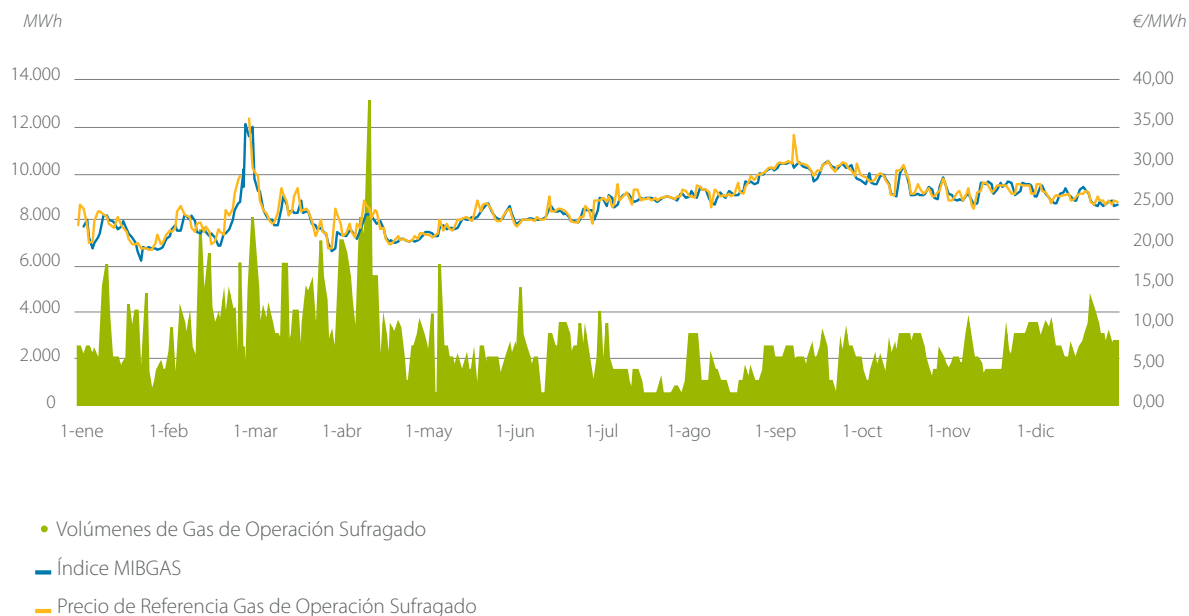
Las empresas titulares de instalaciones de transporte enviaron semanalmente al GTS información sobre las necesidades de gas de operación sufragado que estimaban requerir. Estas estimaciones pueden consultarse en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la página web de Enagás o haciendo **clik aquí**.

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 sufragado 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, 49.643.859 kWh del excedente de mermas fueron destinados a reducir las necesidades de gas de operación durante la segunda quincena de diciembre de 2017 (1.000.000 kWh); enero de 2018 (20.700.00 kWh); y primera quincena de febrero de 2018 (27.943.859 kWh).

Teniendo en cuenta la cantidad de gas de operación que fue aportada por el excedente de mermas, el GTS adquirió en el mercado organizado para su entrega en 2018, en concepto de gas de operación, 922.174 MWh, a un precio medio de 24,25 €/MWh.

Gas de operación



Fuente: OMIP y MIBGAS Derivatives

922.174 MWh

Gas de operación adquirido
por el GTS para su entrega en 2018

10.

Desarrollo legislativo
y transparencia



El Gestor Técnico del Sistema continuó en 2018 afianzando y desarrollando sus funciones encomendadas en la regulación nacional y europea.

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 2018 en el ámbito nacional fueron:

Legislación básica

- Resolución de 18 de enero de 2018, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el Contrato Marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de Enagás Transporte, S.A.U., mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa.
- Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural.
- Resolución de 6 de junio de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista.
- Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores y Resolución de 18 de octubre de 2018, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de Convalidación del Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las Normas Gestión Técnica del Sistema NGTS-06, NGTS-07 y los Protocolos de Detalle PD-01 y PD-02.
- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la Ley 21/2015, de 20 de julio, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes y la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.
- Circular 3/2018, de 14 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 2/2015, de 22 de julio, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del Sistema Gasista.
- Resolución de 5 de diciembre de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 4 de diciembre de 2015, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del Mercado Organizado de Gas.

Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 30 de enero de 2018, 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 2018 y el 31 de marzo de 2019.

Tarifas y peajes

- Resolución de 20 de noviembre de 2018 por la que se modifica el anexo de la resolución de 12 de mayo de 2016, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de los desbalances diarios de los usuarios y acciones de balance de compraventa de productos normalizados del Gestor Técnico del Sistema.
- Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019.
- Orden TEC/1368/2018, de 20 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural.

Instalaciones

- Resolución de la Autoridad Portuaria de Cartagena, de 16 de febrero, por la que se hace público la aprobación de la unificación de diversas concesiones administrativas, todas ellas titularidad de la mercantil Enagás Transporte, S.A.U., situadas en la Dársena de Escombreras del Puerto de Cartagena.
- Resolución de 13 de marzo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de marzo de 2018, por el que se restablece la tramitación de las instalaciones asociadas a la interconexión gasista con Francia. Anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Asturias, de 19 de diciembre, por el que se somete a información pública la solicitud de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones "Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) de Gijón, Puerto de El Musel, en el término municipal de Gijón (Asturias)", así como su estudio de impacto ambiental.

Legislación europea

La regulación europea continúa teniendo una gran incidencia en el panorama español. El objetivo principal es la creación de un mercado interior europeo de gas natural y electricidad y, por ello, cada vez son más las directivas, reglamentos, etc. que aplican por cada uno de los Estados miembros.

Contexto europeo

El 30 de noviembre de 2016 la Comisión Europea presentó *Clean Energy Package* con el objetivo de establecer un marco regulatorio estable que facilite la transición a una energía limpia. Este paquete supuso un paso significativo hacia la creación de la Unión de la Energía y al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París (COP21).

El paquete está compuesto por 8 medidas legislativas: 4 directivas y 4 reglamentos que se encuentran en distinto estado de tramitación.

- Directiva de Cumplimiento Energético en Edificios. Aprobado y publicado como Directiva (EU) 844/2018.
- Revisión de la Directiva de Energía Renovable. Aprobado y publicado como Directiva (EU) 2001/2018.
- Revisión de la Directiva de Eficiencia Energética. Aprobado y publicado como Directiva (EU) 2002/2018.
- Revisión de la Directiva de Electricidad. Alcanzado acuerdo político en negociaciones interinstitucionales. Pendiente de aprobación formal por parte de Parlamento y Consejo.
- Reglamento para la Gobernanza de la Unión Energética. Aprobado y publicado como Reglamento (EU) 1999/2018.
- Revisión del Reglamento de ACER. Alcanzado acuerdo político en negociaciones interinstitucionales. Pendiente de aprobación formal por parte de Parlamento y Consejo.
- Revisión del Reglamento de Electricidad. Alcanzado acuerdo político en negociaciones interinstitucionales. Pendiente de aprobación formal por parte de Parlamento y Consejo.
- Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la Electricidad. Alcanzado acuerdo político en negociaciones interinstitucionales. Pendiente de aprobación formal por parte del Parlamento y adopción final del Consejo.

Junto con estas medidas legislativas, *Clean Energy Package* incluía una comunicación sobre el plan de trabajo de ecodiseño para 2016-2019, una comunicación sobre la aceleración de la innovación en energía limpia y una comunicación sobre la estrategia europea de sistemas de transporte cooperativos e inteligentes. Asimismo, contaba con un informe sobre los precios y costes de la energía en Europa y un informe sobre la implementación del *European Energy Programme for Recovery* y el Fondo Europeo sobre Eficiencia Energética.

Aunque el paquete afecta a temas relacionados con el gas natural, está muy focalizado en el sector eléctrico. Una vez finalizada su tramitación, en 2020 comenzará la revisión del marco regulatorio para el gas natural, en lo que será el *Gas Package 2020*.

Como preparación de la reforma del mercado de gas natural, la Comisión Europea ha encargado una serie de estudios, entre los que destacan:

- **Estudio de seguimiento de la estrategia para el gas natural licuado y almacenamiento de gas natural.** Publicado en diciembre de 2017, el estudio combinó el análisis del mercado europeo y mundial 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 las plantas de regasificación, el estudio 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.

• **Quo Vadis.** Publicado en marzo de 2018, el estudio evaluó el funcionamiento del mercado de gas en Europa, desde el marco regulatorio definido por el tercer paquete, con perspectiva de futuro y para encontrar medidas alternativas de mejora. Entre las ineficiencias identificadas, destacaron:

- .. La gran dependencia de las importaciones, que se concentran en un número limitado de suministradores. Como medida de mitigación, se planteó ejercer presión competitiva sobre los principales exportadores, aprovechando el potencial del GNL y de otras fuentes de energía renovable.
- .. Los peajes y la estructura tarifaria. Los sistemas entrada-salida nacionales dan lugar a la “acumulación” de peajes cuando se atraviesan varios países, lo que puede derivar en un uso no eficiente de las rutas de importación.
- .. Los contratos de transporte a largo plazo en manos de suministradores extracomunitarios, que unidos a cláusulas de entrega en el país de destino, dan lugar a ineficiencias de mercado.

El estudio analiza cualitativa y cuantitativamente cuatro escenarios alternativos:

.. **Reforma tarifaria:** El peaje en los puntos de interconexión entre Estados miembros se fijaría a 0, lo que se compensaría con un incremento en los peajes de entrada y salida de los puntos restantes en la periferia de la UE, favoreciendo la convergencia de precios. Se introduce la idea de un Sistema de Compensaciones para asegurar la neutralidad de ingresos de los TSOs.

.. **Fusión de mercados:** Se identifican cuatro fusiones de mercado potenciales, que derivarían en la creación de mercados con mayor liquidez:

- ... España y Portugal.
- ... Alemania, Bélgica, Luxemburgo, Países Bajos, República Checa y Eslovaquia.
- ... Finlandia, Estonia, Letonia y Lituania.
- ... Rumania y Bulgaria.

La desaparición de los peajes y las capacidades de los puntos de interconexión, que desaparecerían como consecuencia de la fusión, se compensaría mediante un sistema de compensaciones.

.. **Escenario de liberación simultánea de capacidad y gas:** Se plantea liberar de manera simultánea el 50% de la capacidad de transporte para su comercialización a corto plazo, junto con la obligación de venta del 50% de su gas a productores e importadores en el Punto de Intercambio Virtual más cercano a su punto de entrada en Europa.

.. **Acuerdo extracomunitario de carácter estratégico:** Este escenario supondría avanzar en la integración de los mercados de gas de la Unión Europea y Rusia.

En base a la modelización de estos escenarios, el estudio *Quo Vadis* extrae las siguientes recomendaciones:

- .. Enmendar el Código de Red de Capacidad para incrementar a un mínimo del 50% el porcentaje de capacidad técnica que los TSOs están obligados a reservar para oferta a corto plazo.
- .. Considerar una implementación completa del escenario de liberación simultánea de capacidad y gas, lo que implicaría la misma enmienda del Código de Red de Capacidad.
- .. Valorar un escenario de reforma tarifaria con diferenciación de peajes por tipo de punto, así como la posible implementación de un Sistema de Compensaciones.
- .. Incluir el concepto de un potencial acuerdo estratégico en la agenda de las negociaciones con Rusia.

- **The Role of Gas infrastructure in 2050.** Publicado en octubre de 2018, este estudio analizó los posibles futuros para el gas, incluyendo el biometano y el hidrógeno. Se elaboraron tres *storylines*, en los que se atribuye un papel de principal portador de energía a (1) la electricidad, (2) el metano neutro en carbono y (3) el hidrógeno. Posteriormente, se analizaron las consecuencias de cada uno de estos *storylines* para las infraestructuras de seis TSOs seleccionados (Dinamarca, Francia, Polonia, Rumania, Irlanda e Italia), así como el nivel de idoneidad de tres regímenes regulatorios (Dinamarca, Francia y Polonia).

Entre las principales conclusiones del estudio, destacó la necesidad de analizar posibles modificaciones a la regulación nacional en lo que respecta a gases renovables y sus condiciones y tarifas de acceso a las infraestructuras, para facilitar la transición.

- **Sector Coupling.** Estudio lanzado por la Comisión Europea en septiembre de 2018 con el objeto de determinar el papel del gas en la transición energética. Actualmente, está analizando la interacción del gas con los sectores de la electricidad, calor/refrigeración y transporte, buscando la identificación de aquellas barreras regulatorias que podrían limitar el sector *coupling* de gas y electricidad, así como el desarrollo de gases de origen renovable y de bajo contenido en carbono. La publicación de este estudio está prevista en abril de 2019 e incluirá recomendaciones para eliminar las barreras identificadas, centrándose en los elementos del Tercer Paquete.
- **Regulatory Incentives for Innovation and Security of Supply.** Lanzado por la Comisión Europea en junio de 2018 para analizar si el marco regulatorio actual apoya la seguridad de suministro y la innovación en infraestructuras de gas y electricidad. Su publicación está prevista para principios de 2019.
- **Strategy for long-term EU greenhouse gas emissions reduction in accordance with the Paris Agreement.** Publicada en noviembre de 2018, contempla una hoja de ruta para la transición hacia una sociedad con bajas emisiones de carbono que sea viable y económicamente posible, alcanzando un objetivo mínimo de reducción del 80% en 2050. Se prevé que sea adoptada a finales de 2019.

Cabe mencionar además que en noviembre de 2017 la Comisión Europea realizó una propuesta de enmienda de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. De acuerdo a la propuesta, esta directiva pasaría a ser aplicable también a los gasoductos con destino u origen en terceros países. El Parlamento ya aprobó su posicionamiento y se encuentra actualmente en debate dentro del Consejo.

Principales desarrollos regulatorios

A continuación se incluye una breve descripción de los principales desarrollos definidos por la regulación energética europea y su actividad en 2018.

- Decisión de la Comisión de 30 de enero de 2018, por la que se crea el Foro Estratégico para Proyectos Importantes de Interés Común Europeo.
- Recomendación (UE) 2018/177 de la Comisión de 2 de febrero de 2018, relativa a los elementos que han de incluirse en las disposiciones técnicas, jurídicas y financieras entre los Estados miembros con miras a la aplicación del mecanismo de solidaridad previsto en el artículo 13 del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas.
- Recomendación de la Comisión de 24 de julio de 2018, relativa a las orientaciones sobre la aplicación de los criterios de igualdad de trato y transparencia por parte de ENTSG y ENTSOE en la elaboración de sus TYNDPs con arreglo a lo dispuesto en el anexo III, sección 2, punto 5, del Reglamento 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Reglamento 2018/1504 del Parlamento Europeo y del Consejo de 2 de octubre de 2018, por el que se deroga el Reglamento 256/2014 relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas en la Unión Europea.

- Reglamento Delegado 2018/540 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017, por el que se modifica el Reglamento 347/2013 en cuanto a la lista de la unión de proyectos de interés común.
- Directiva 2018/2002 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.
- Reglamento 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Códigos de red

Procedimientos de gestión de la congestión (CMP GL)

Alcance descriptivo: Establecer procedimientos de gestión de la congestión contractual en conexiones internacionales entre países miembros de la UE, devolviendo al mercado la capacidad no utilizada para su reasignación durante los procesos normales de asignación, a fin de maximizar la capacidad disponible. Este reglamento es susceptible de aplicación a los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, sujeto a decisión del regulador nacional.

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, 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).

Actividad en 2018: El mecanismo de gestión de la congestión OSBB (*Over Subscription and Buy Back*) lleva implementado desde 2017 tanto en VIP Ibérico como en VIP Pirineos. Durante 2018 se continuó trabajando de forma coordinada entre los reguladores y TSOs de la Región Sur en el contexto del SGRI con el fin de automatizar los procesos.

Código de Red de sobre Mecanismos de Asignación de Capacidad (CAM NC)

Alcance descriptivo: Establecer un mecanismo estandarizado de asignación de capacidad (subastas) en conexiones internacionales entre países miembros de la UE, tanto para la capacidad existente como la incremental, y definir los productos estandarizados de capacidad. Este reglamento es susceptible de aplicación a los puntos de entrada y salida desde y hacia terceros países, sujeto a decisión del regulador nacional.

Contexto regulatorio: El 17 de marzo de 2017 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) 459/2017 por el que se establece un Código de Red de Mecanismos de Asignación de Capacidad y se derogó el Reglamento (UE) 984/2013.

Actividad en 2018: Desde el 1 de enero de 2018, Enagás ofrece el servicio de conversión de capacidad no agrupada en capacidad agrupada.

Por otra parte, desde noviembre de 2018 es obligatoria la creación de puntos virtuales de interconexión (VIP) cuando existan varios puntos físicos entre dos zonas de balance. En España esta norma está implementada desde 2012 en VIP Ibérico y desde 2014 en VIP Pirineos.

En diciembre de 2018 ENTSOG publicó la plantilla con los principales términos y condiciones de los contratos de capacidad agrupada, incorporando los comentarios de la opinión formal de ACER. La plantilla fue publicada en abril de 2018 y sometida a consulta pública.

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

Actividad en 2018: En el contexto del SGRI, los reguladores de la Región Sur de Europa (CNMC, ERSE y CRE) en colaboración con los TSOs (Enagás, REN, Teréga y GRTgaz) trabajaron en la elaboración de un informe sobre los regímenes de balance en la Región Sur, que fue publicado por ACER en octubre de 2018.

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 e intercambio de datos.

Contexto regulatorio: El 30 de abril de 2015 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) 703/2015 por el que se establece un Código de Red de Interoperabilidad y Reglas de Intercambio de Datos.

Actividad en 2018: En enero de 2018 se remitió a la plataforma FUNC la petición de diversas comercializadoras de extender el ámbito de aplicación del Código de Red de Interoperabilidad, en lo relativo al intercambio de datos más allá de los puntos de interconexión entre Estados miembros, para incluir las comunicaciones relativas a los puntos de intercambio virtual y conexiones con almacenamientos subterráneos.

Durante 2018 ENTSOG y ACER trabajaron en la redacción de una propuesta de enmienda al código de red que daría respuesta a la solicitud de los usuarios. Está previsto que la propuesta de enmienda se publique a principios de 2019.

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.

Este código de red fija 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 normalizada.

Es de aplicación a todos los puntos de entrada y de salida de las redes de transporte de gas, a excepción de algunos capítulos, que se aplican exclusivamente a los puntos de interconexión entre Estados miembros.

Contexto regulatorio: El 16 de marzo de 2017 se publicó en el DOUE el Reglamento (UE) 460/2017 por el que se establece un Código de Red sobre la Armonización de Estructuras Tarifarias de Transporte de Gas.

Actividad en 2018: En abril de 2018 ENTSOG publicó el primer informe de monitorización del código de red de peajes con un alcance muy limitado, ya que la implementación efectiva del código tendrá lugar a partir de marzo de 2019.

Desarrollo de Infraestructuras

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Alcance descriptivo: Según el artículo 8 del Reglamento (CE) nº 715/2009, ENTSOG publica, 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 2018: El 31 de diciembre de 2018 ENTSOG publicó el borrador de la edición del año 2018 del *"Ten Year Network Development Plan"*. El proceso de consulta pública sobre este documento se lanza a principios de 2019. En esta edición, el TYNDP se hizo de forma escalada, con la publicación en marzo del *"Final Scenario Report"*, en el que se describían los escenarios de demanda y de suministro considerados, y la publicación en junio del detalle de proyectos incluidos.

Por otra parte, en 2018 ENTSOG también comenzó a trabajar en los nuevos escenarios de demanda que servirán como base del TYNDP 2020.

Gas Regional Investment Plan (GRIP)

Alcance descriptivo: Según el artículo 12.1 del Reglamento (CE) nº 715/2009, los TSOs deben publicar un plan regional de inversiones cada dos años, pudiendo 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 existentes. Actualmente, existen seis regiones y España pertenece a la Región Sur (GRIP South), junto con Francia y Portugal.

Actividad en 2018: En 2018 tuvo lugar el lanzamiento del proceso de elaboración del GRIP South que se prevé publicar en 2019.

Summer/Winter Outlook Supply

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

Actividad en 2018: El 17 de abril de 2018, ENTSOG publicó el documento *"Summer Supply Outlook 2018"* y el *"Summer Review 2017"*.

En el *"Summer Supply Outlook 2018"*, ENTSOG llevó a cabo un análisis de las infraestructuras de los sistemas gasistas europeos (de abril a septiembre de 2018) y se enfocó en la habilidad de las infraestructuras para permitir niveles adecuados de inyección en los almacenamientos subterráneos.

En el *"Summer Review 2017"*, ENTSOG realizó una revisión del verano de 2017 (de abril a septiembre) con el objetivo de conocer mejor las dinámicas estacionales de la demanda y de los suministros.

El 18 de octubre de 2018, ENTSOG publicó el documento *"Winter Supply Outlook 2018/2019"* y el *"Winter Review 2017/2018"*. En el *"Winter Supply Outlook"* se analizó la capacidad de la red gasista europea para hacer frente a un invierno de "referencia" en el invierno 2018/2019, así como la resiliencia de la red en el caso de afrontar un invierno especialmente frío, incluyendo periodos de alta demanda.

En el *"Winter Review 2017/2018"*, ENTSOG llevó a cabo un análisis del invierno del 2017/2018 con el objetivo de conocer mejor las dinámicas estacionales de la demanda y de los suministros.

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 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, 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 2018: La tercera lista de proyectos PCI, adoptada en abril de 2018, incluye la primera y segunda fase de la tercera interconexión con Portugal, STEP y MidCat.

En octubre de 2018 ENTSOG publicó la revisión de la metodología CBA, pendiente de la aprobación de la Comisión Europea. El cuarto proceso PCI fue lanzado el 7 de noviembre de 2018 y transcurrirá hasta octubre 2019, cuando está prevista la publicación de la cuarta lista.

Durante el año 2018, la Comisión Europea, los ministerios y reguladores de España y Francia, así como los TSO francés y español, Teréga y Enagás, trabajaron en el impulso y desarrollo del proyecto de una nueva interconexión gasista con Francia (proyecto STEP).

Transparencia

El Gestor Técnico del Sistema continuó ejerciendo sus funciones dentro del marco de la transparencia durante 2018.

Liquidaciones de usuarios en PVB

Según la Circular de Balance de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) 2/2015, modificada por la Circular 3/2018, el Gestor Técnico del Sistema es el responsable de calcular las tarifas de desbalance diario de los usuarios que operan en el Punto Virtual de Balance (PVB) y proceder a su liquidación y facturación en la cuenta corriente destinada a tal efecto. Así se indica además en la metodología recogida en la Resolución de la CNMC, de 12 de mayo de 2016, y en la posterior modificación de la misma, Resolución de 20 de noviembre de 2018.

Por tanto, los usuarios no están capacitados para almacenar existencias en PVB. El Gestor Técnico del Sistema calcula diariamente su desbalance y liquida conforme a la siguiente fórmula:

Liquidación PVB (€) = Desbalance (kWh) × Tarifa (€/kWh)

La tarifa de desbalance aplicada será de compra para los usuarios con desbalance negativo, o de venta para aquellos con desbalance positivo, y para un determinado día de gas.

El operador del mercado publica diariamente los precios marginales de compra y venta que definen las mencionadas tarifas de desbalance con la inclusión de un margen de +/-2,5%, tal y como se contempla en la metodología de la CNMC citada anteriormente.

Desbalance negativo

Entradas < Salidas

Usuario se ha quedado "corto" de gas y se lo compra al GTS

Precio marginal compra
(incluye ajuste **+2,5%**)

Usuario paga al GTS

Desbalance positivo

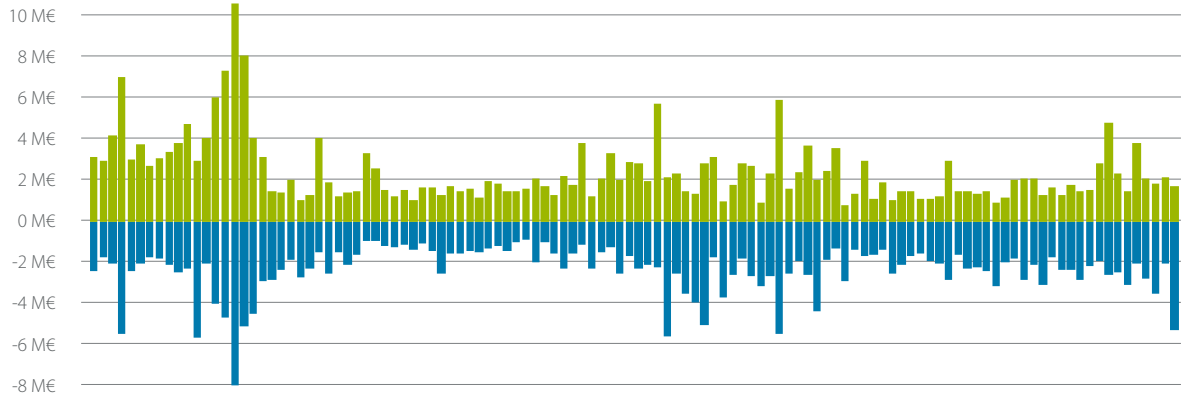
Entradas > Salidas

Usuario se ha quedado "largo" de gas y se lo vende al GTS

Precio marginal venta
(incluye ajuste **-2,5%**)

Usuario cobra del GTS

○ Liquidaciones semanales de desbalances en PVB



- Usuario paga al GTS
- Usuario cobra del GTS

Gestión Técnica del Sistema en la web de Enagás

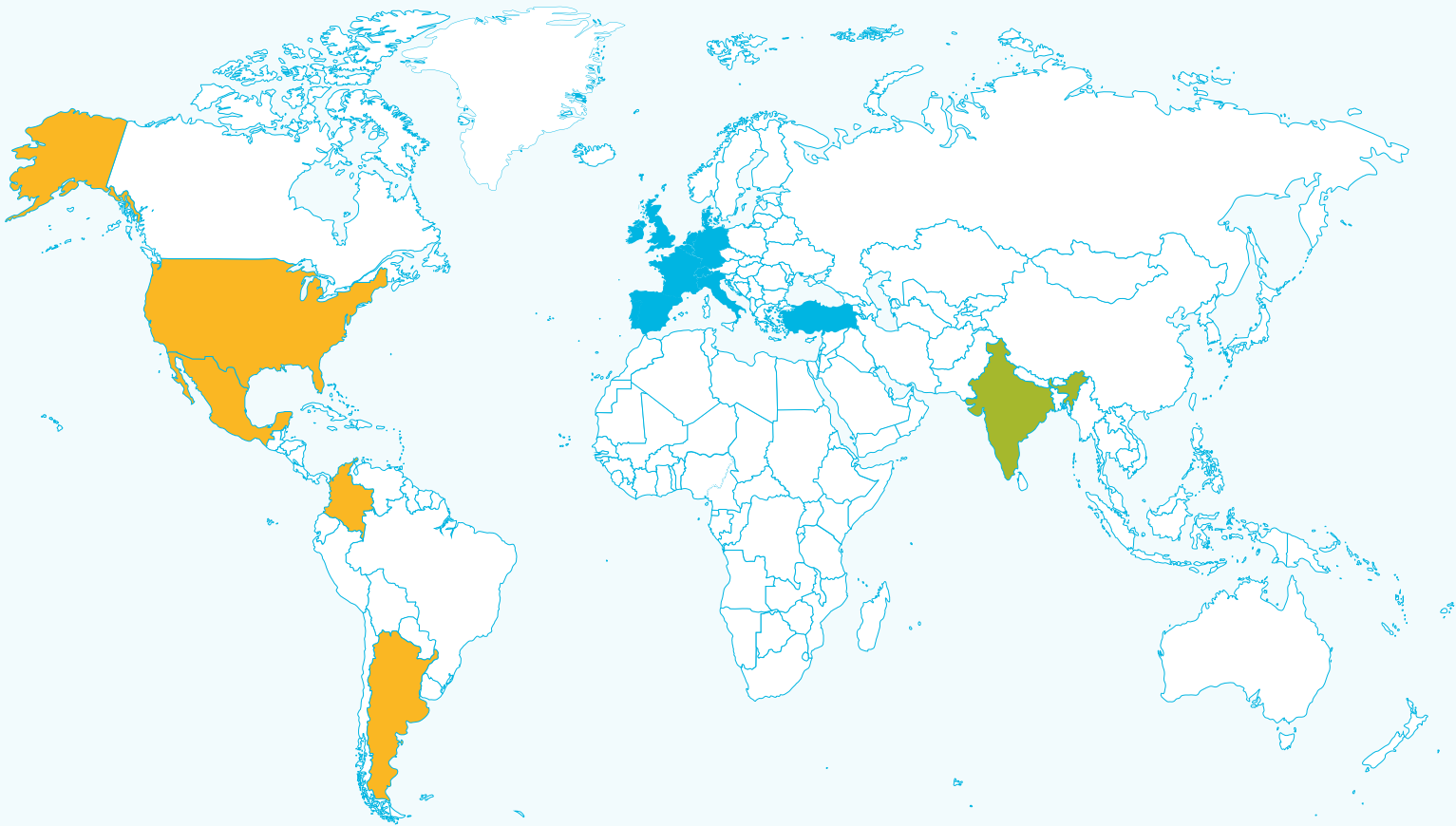
El Gestor Técnico del Sistema mantuvo en continua revisión y actualización los contenidos publicados en el apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás, garantizando la mejora continua y la calidad de la información.

En 2018 se registraron visitas desde distintos países: entre los europeos, Suiza, Irlanda, Turquía o Reino Unido; asiáticos como India o Singapur; americanos como Estados Unidos, México o Colombia; y africanos como Marruecos.

Dado el gran número de visitas de países angloparlantes, durante 2018 se avanzó en la traducción a este idioma de los contenidos más consultados y relevantes: Normas de Gestión Técnica del Sistema, Protocolos de Detalle, Contrato Marco de Acceso, Circular de Balance, Metodología de Cálculo de Tarifas de Desbalance y Procedimiento de Liquidación de Desbalances y Acciones de Balance en PVB, entre otros.

Las consultas realizadas al apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás fueron mayoritariamente desde ordenadores, aunque también se registraron accesos desde móviles y tabletas.

▸ Países con visitas al apartado de Gestión Técnica del Sistema de la web de Enagás

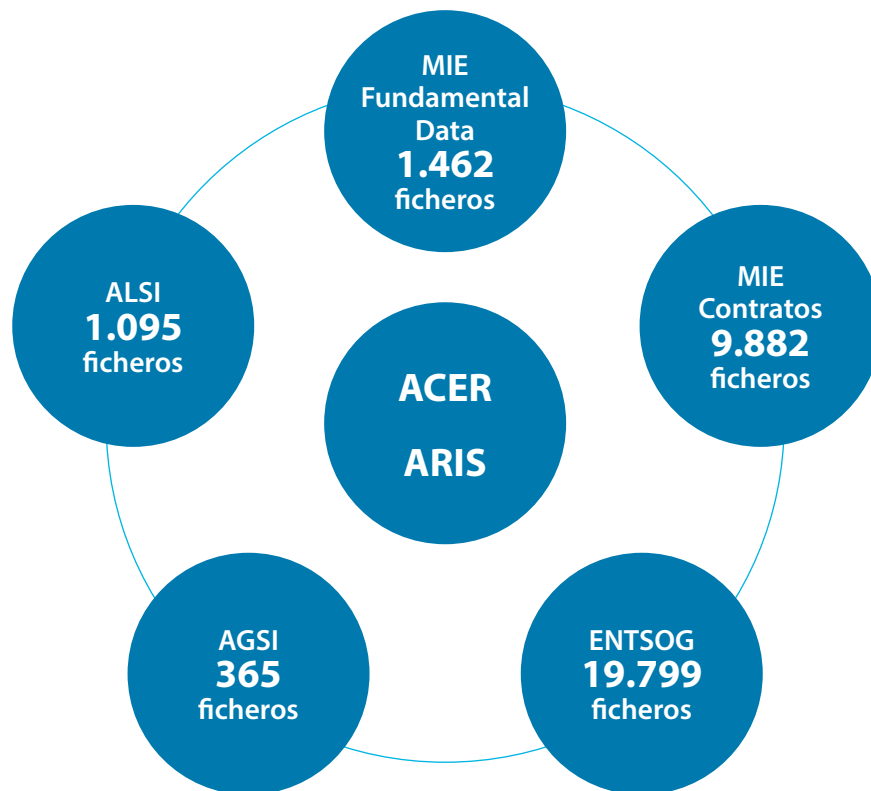


Enagás GTS como *Registered Reporting Mechanism* (RRM)

La Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) acreditó a Enagás GTS en 2016 como *Registered Reporting Mechanism* (RRM). Esto supuso que las entidades registradas quedaban autorizadas para poder reportar información a ACER, tanto en nombre propio como de terceros.

Desde entonces, el Gestor Técnico del Sistema ha remitido a ACER, siguiendo los plazos establecidos, la información requerida en materia de transparencia y del cumplimiento del Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

En el año 2018 el número de ficheros reportados por el GTS en su papel de RRM ascendió a 32.603 ficheros.



ALSI: Aggregated LNG Storage Inventory

AGSI: Aggregated Gas Storage Inventory

ARIS: ACER REMIT Information System

ENTSOG: European Network of Transmission System Operators for Gas Objectives

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   

