



# **INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA DEL TERCER TRIMESTRE DE 2016**

**Expediente IS/DE/005/16**

**10 de enero de 2017**

## Índice

---

A. Hechos relevantes	3
B. Sobre la demanda de gas	4
C. Sobre las entradas de gas al sistema y su gestión.	5
D. Sobre el balance de entradas y salidas de gas y su gestión.	9
E. Sobre el nivel de existencias de gas en el sistema	10
F. Sobre los mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión	11
G. Sobre el tema relevante del trimestre: implementación de la circular de balance y el nuevo PD-18, sobre los parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la compraventa de productos normalizados en PVB por parte del GTS.	12
H. Notas de Operación	14
I. Normativa aprobada	14
J. Mantenimiento de las instalaciones	15
K. El balance del sistema	17
L. Entradas / salidas en la red de transporte.	19

---

## **A. Hechos relevantes**

Los hechos más relevantes relativos a la gestión técnica del sistema gasista que han acontecido en el tercer trimestre de 2016 son los siguientes:

Primero. La demanda de gas del trimestre descendió un 2,9% respecto a la cifra de demanda del mismo periodo del año 2015. Esto se explica principalmente por la disminución en la demanda en el sector eléctrico (16,6%).

Segundo. La entrada de gas al sistema por gasoducto representó un 58% del valor total de entradas mientras que el gas introducido por plantas de regasificación supuso un 42% del total. La actividad de regasificación registra niveles ligeramente inferiores a los del tercer trimestre del año anterior.

Tercero. El número de buques que descargaron GNL a planta fue de 35, lo que supone 6 buques menos de la previsión inicial. En lo relativo a las recargas de GNL de planta a buques, en el tercer trimestre solo ha habido una carga de buque desde planta.

Cuarto. En el tercer trimestre continúa la campaña de inyección en los almacenamientos subterráneos. Las existencias de GNL en plantas, a finales de septiembre de 2016, representan el 37,5% de su capacidad total.

Quinto. En relación a la contratación de capacidad en las plantas de regasificación, las plantas presentan unos niveles de contratación bajos con un promedio en el trimestre del 21%. En el mismo sentido, la capacidad utilizada también es reducida siendo la media del trimestre del 18%.

Sexto. En el VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 84% de la capacidad disponible, alcanzando el 51% la utilización diaria de dicha capacidad, mientras que en sentido exportador el nivel de contratación es del 56% de la capacidad total, alcanzando el 17% la utilización diaria de dicha capacidad. Respecto al VIP Ibérico, aumentan los niveles de contratación de salidas alcanzando el 96%, mientras que por el contrario, en sentido de entrada sigue sin haber capacidad contratada. En relación a las entradas de gas desde Argelia, las cifras de capacidades contratadas y factor de uso de las entradas de gas son en promedio del 84% y del 70%, respectivamente.

## B. Sobre la demanda de gas

La demanda de gas del tercer trimestre registró en 2016 un descenso del 2,9% sobre los valores registrados en el mismo periodo del año pasado, debido principalmente a la disminución de la demanda en el sector eléctrico (-16,6%) mayor que los respectivos aumentos de la demanda convencional (1,9%) y de cisternas (0,6%).

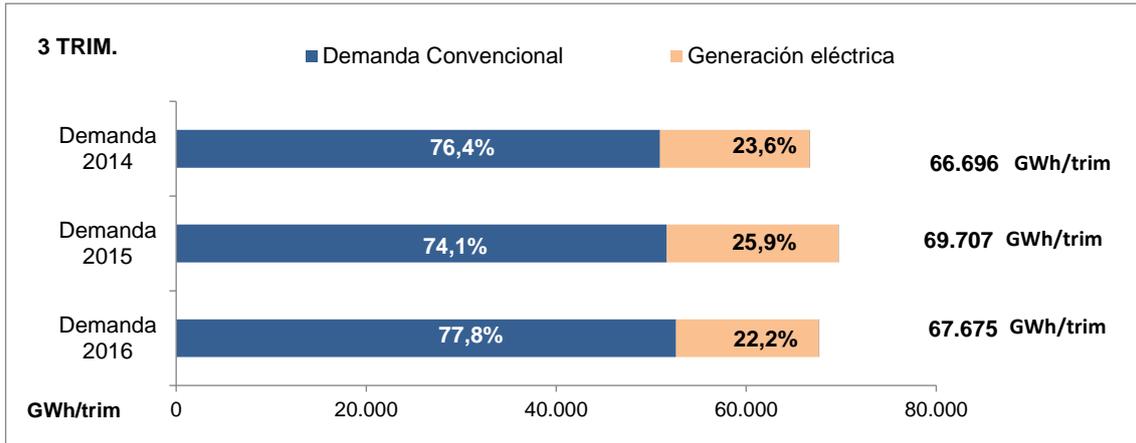


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el tercer trimestre.

En relación a la demanda de generación eléctrica, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio del 10,7% en el tercer trimestre (un 3,8% menos que en el mismo periodo del año anterior).

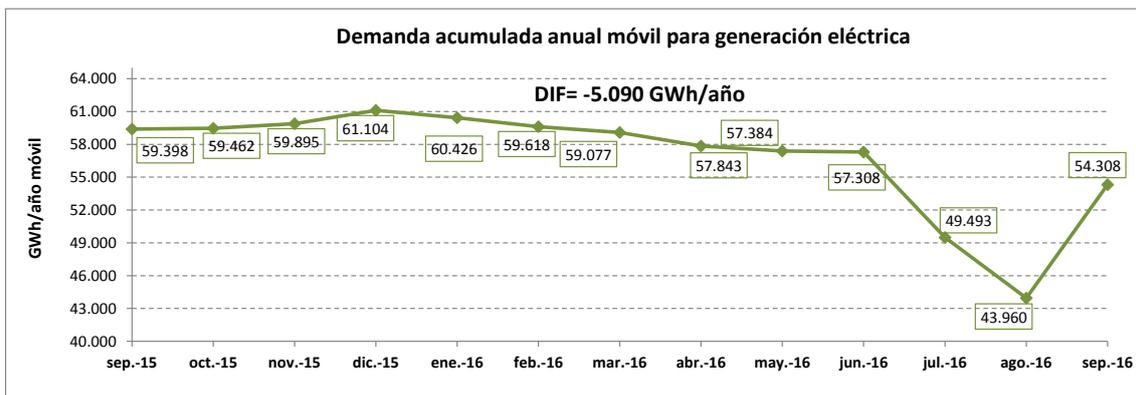


Figura 2. Acumulado de demanda para generación, año móvil.

Respecto a la demanda convencional, en el tercer trimestre se registró un aumento de 3.184 GWh respecto al mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 1,9%, continuando la tendencia de los últimos meses.

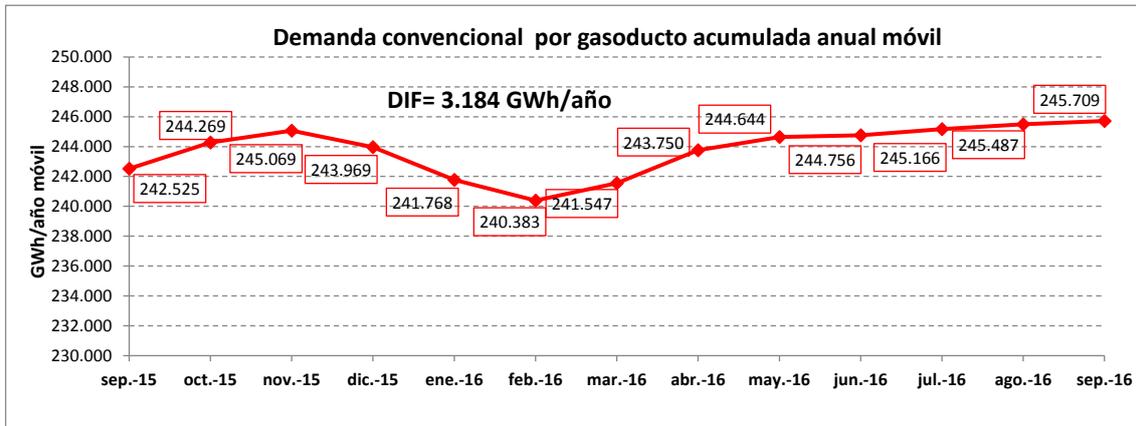


Figura 3. Acumulado de demanda convencional por gasoducto, año móvil.

Por su parte, la demanda de gas natural licuado destinado a camiones cisternas se mantiene constante, registrando en el tercer trimestre de 2016 únicamente un incremento del 0,5% respecto al mismo periodo del año anterior.

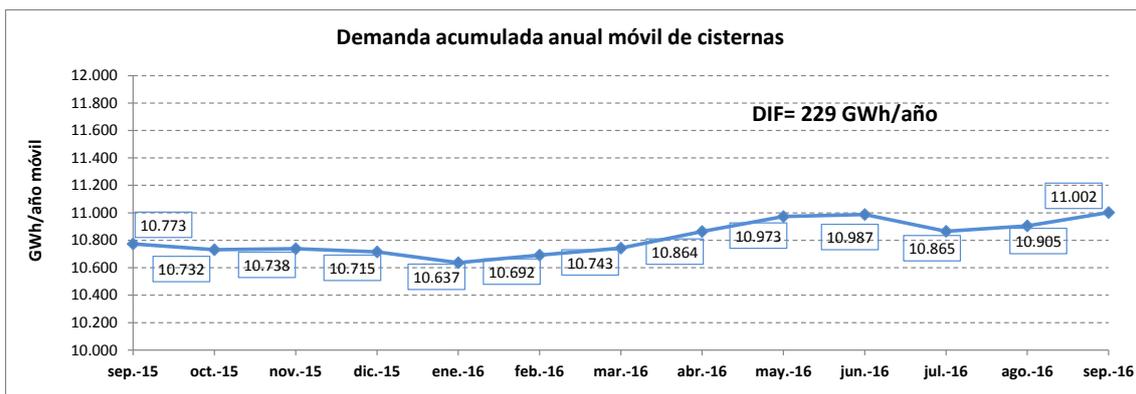


Figura 4. Acumulado de demanda de cisternas, año móvil.

### C. Sobre las entradas de gas al sistema y su gestión.

La entrada de gas al sistema por gasoducto representó un 58% del valor total de entradas mientras que el gas introducido por plantas de regasificación supuso un 42% del total. La actividad de regasificación registra niveles ligeramente inferiores a los del tercer trimestre del año anterior.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en el tercer trimestre tuvo lugar el día 7 de septiembre siendo del 30,9%, mientras que el día de mayor demanda fue el día 6 de septiembre con 951,28 GWh.

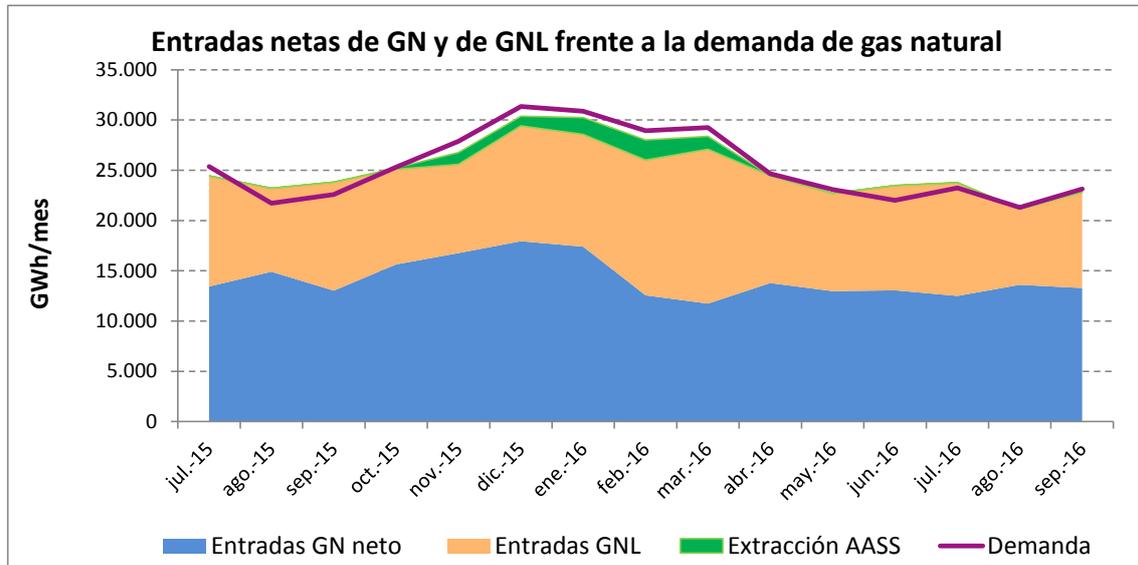


Figura 5. Entradas netas de GN y de GNL frente a la demanda de gas natural<sup>1</sup>.

Respecto a la cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó los 29.820 GWh (17,4% inferior al segundo trimestre de 2016).

El número de buques que descargaron GNL a planta en el periodo analizado fue de 35, lo que supone 6 buques menos de la previsión realizada.

En lo relativo a las recargas de GNL de planta a buques, en el tercer trimestre se ha realizado una carga de buque en la planta de Barcelona, lo que supone el 1,2% del gas total descargado frente al 13,1% alcanzado en el mismo trimestre del año anterior.

<sup>1</sup> En esta gráfica se comparan las cifras mensuales de demanda de gas natural del conjunto del sistema gasista con las entradas de gas natural a través de las conexiones internacionales netas de las salidas registradas en los VIPs, junto con las entradas de GNL a plantas de regasificación así como las cantidades extraídas de los almacenamientos subterráneos. La no coincidencia de la demanda de gas en el sistema con las entradas se explica por las variaciones del stock.

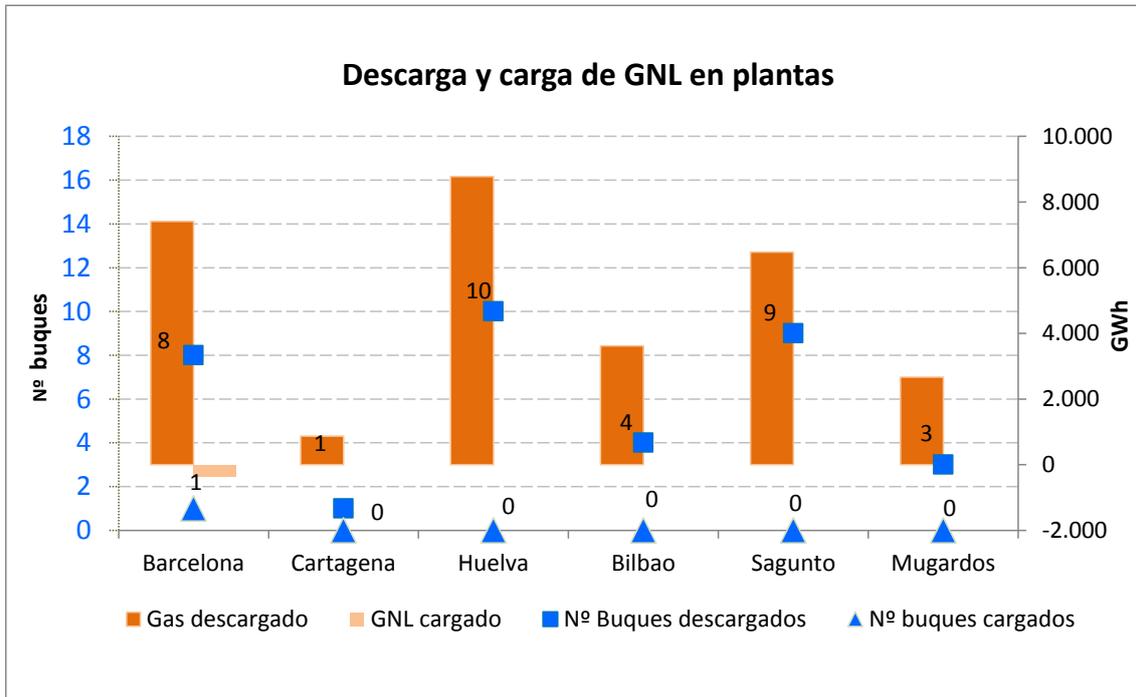


Figura 6. Descarga y carga de GNL en el tercer trimestre.

En relación a la capacidad contratada en las plantas de regasificación, las plantas presentan unos niveles de contratación bajos con un promedio en el trimestre del 21%. En el mismo sentido, la capacidad utilizada también es reducida siendo la media del trimestre del 18%.

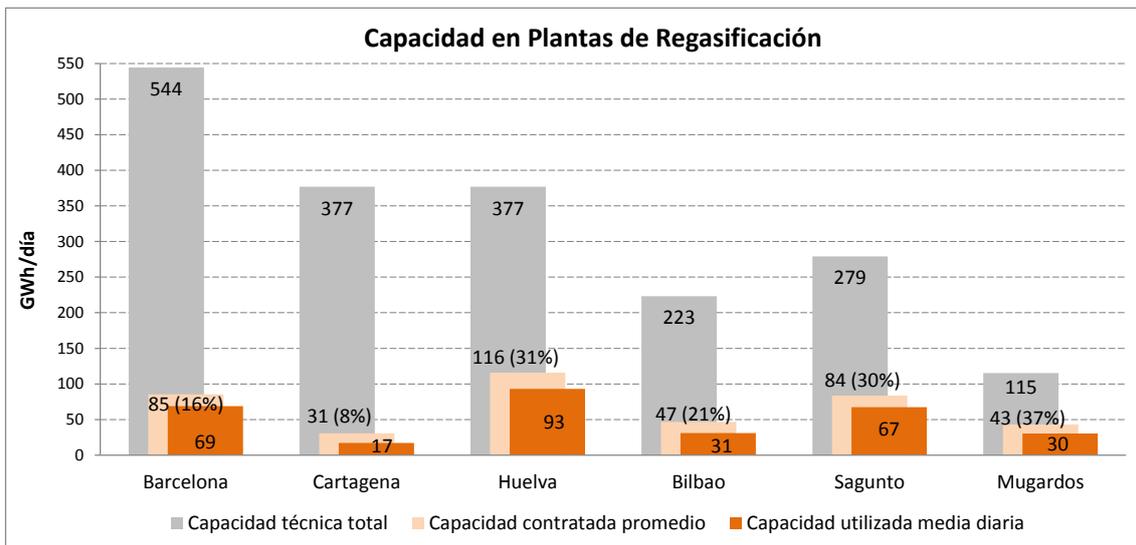


Figura 7. Contratación en plantas.

En relación al nivel de contratación de las conexiones internacionales por gasoducto se presentan diferentes niveles.

En el VIP Ibérico, en el tercer trimestre de 2016 aumenta los niveles de contratación de salidas hasta el 96%. A su vez, el porcentaje de capacidad de

salida utilizada supone el 86% frente al 61% del segundo trimestre de 2016. Por el contrario, en sentido de entrada sigue sin haber capacidad contratada.

Respecto al VIP Pirineos, en sentido importador, se contrató el 84% de la capacidad disponible, coincidente con la capacidad contratada en el segundo trimestre mientras que el factor de uso de las entradas de gas por Francia aumenta a 51% frente al 42% del trimestre anterior. En sentido exportador, la capacidad contratada se mantiene en el 56% de la capacidad total, aumentando hasta el 17% la utilización diaria de dicha capacidad.

Las entradas de gas por Tarifa y Almería por gasoducto desde Argelia presentan cifras de capacidades contratadas y factor de uso de las entradas de gas ligeramente superiores al trimestre anterior, en promedio del 84% y del 70%, respectivamente. Cabe destacar el descenso del suministro en el flujo por la conexión de Medgaz durante los días 8, 9 y 10 de septiembre con el corte total hasta el día 13 de septiembre debido a problemas técnicos en las instalaciones de origen.

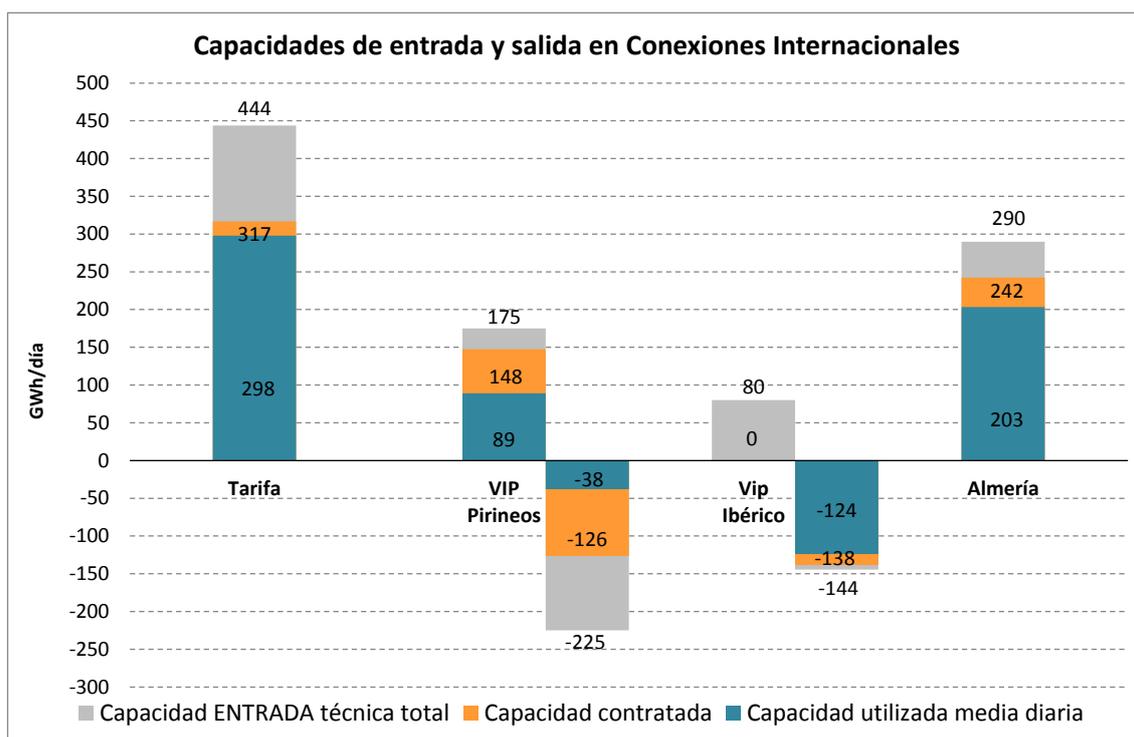


Figura 8. Contratación en las Conexiones internacionales<sup>2</sup>.

<sup>2</sup>A partir de enero de 2015, por adaptación a la legislación europea, desaparece el contrato de tránsito de gas a Portugal por su adaptación al contrato estándar, incrementando tanto la cifra de entradas por Tarifa como las salidas del VIP Ibérico.

## D. Sobre el balance de entradas y salidas de gas y su gestión.

En la tabla siguiente se muestran las entradas de gas a la red de gasoductos durante el tercer trimestre de 2016 y su variación sobre los valores inicialmente previstos.

	Jul-Sep 2016		% Δ sobre previsto  GWh
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	28.344	41,7%	-6,0%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	39.392	58,0%	44,0%
Extracción Almacenamientos	-	-	-100%
Producción Yacimientos	155	0,2%	-17,4%
<b>Total entradas</b>	<b>67.891</b>		<b>20,4%</b>

Tabla 1. Entradas de gas en la red de gasoductos y variación sobre previsto.

En la Tabla 2 se muestra el balance de entradas y salidas de gas en el periodo analizado.

ENTRADAS	GWh / Trimestre	SALIDAS	GWh / Trimestre
Regasificación	28.344	Demanda gasoducto	64.881
Importaciones C. Internacionales	54.303	Exportaciones C. Internacionales	14.911
Extracción AASS	-	Inyección AASS	2.730
Producción Yacimientos	155	Inyección Yacimientos	-
Total entradas Red de transporte	82.802	Total salidas Red de transporte	82.522
<b>BALANCE RED DE TRANSPORTE</b>		<b>82.802-82.522=280</b>	

Tabla 2. Balance entradas / salidas de la red de transporte.

En el tercer trimestre de 2016 el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo positivo de 280 GWh.

En este periodo el nivel de regasificación disminuye respecto al nivel del trimestre anterior un 1,8%.

Finalmente, en la tabla siguiente se muestran las existencias finales y su variación respecto los periodos anteriores.

	Sep 2016 (GWh)	Jun 2016		Sep 2015	
		GWh	%Δ Sep16- Jun16	GWh	% Δ Sep16 – Sep15
Gas útil AASS	21.643	19.873	8,9%	23.706	-8,7%
Plantas regasificación	8.514	9.875	-13,8%	6.304	35,1%
Red de Transporte	2.808	2.841	-1,2%	2.868	-2,1%
<b>Total</b>	<b>32.965</b>	<b>32.589</b>	<b>1,2%</b>	<b>32.878</b>	<b>0,3%</b>

Tabla 3. Existencias finales y variación de las mismas sobre periodos anteriores.

## E. Sobre el nivel de existencias de gas en el sistema

Al final del tercer trimestre de 2016, las existencias de gas se han repartido de la siguiente forma: un 25,8% en plantas de regasificación, un 65,7% en almacenamientos subterráneos (AA.SS.) y un 8,5% en gasoductos (*linepack*).

En el tercer trimestre del año continúa la campaña de inyección con un total acumulado en este trimestre de 2.730 GWh, de los que 945 GWh corresponden a la inyección de gas colchón.

Las existencias en plantas a finales de septiembre representan el 37,5% de su capacidad total.

El nivel de existencias del tercer trimestre de 2016 se tradujo en una autonomía promedio de 44 días respecto a la demanda registrada.

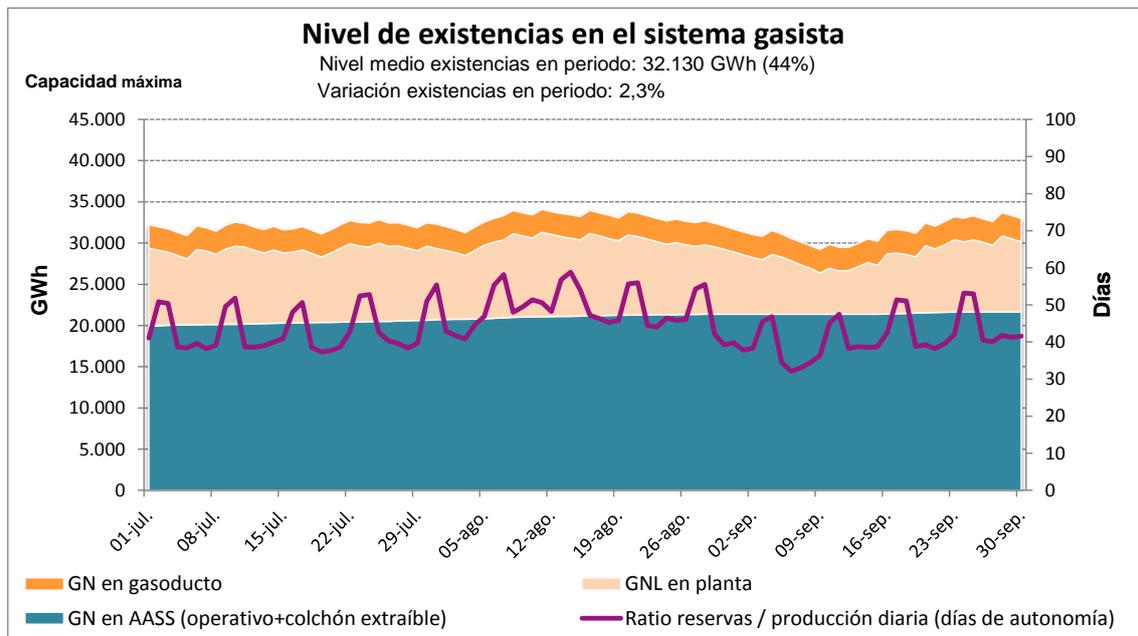


Figura 9. Variación de existencias en el sistema.

Al comparar los niveles de existencias a 30 de septiembre de 2016 respecto a la misma fecha de 2015 se aprecia un descenso del 8,7% en el gas útil de los AA.SS así como un mayor nivel de existencias en plantas de regasificación del 35% sobre el valor de la misma fecha del año anterior.

A finales del tercer trimestre los almacenamientos subterráneos (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) mantenían existencias por una capacidad de 50.844 GWh.

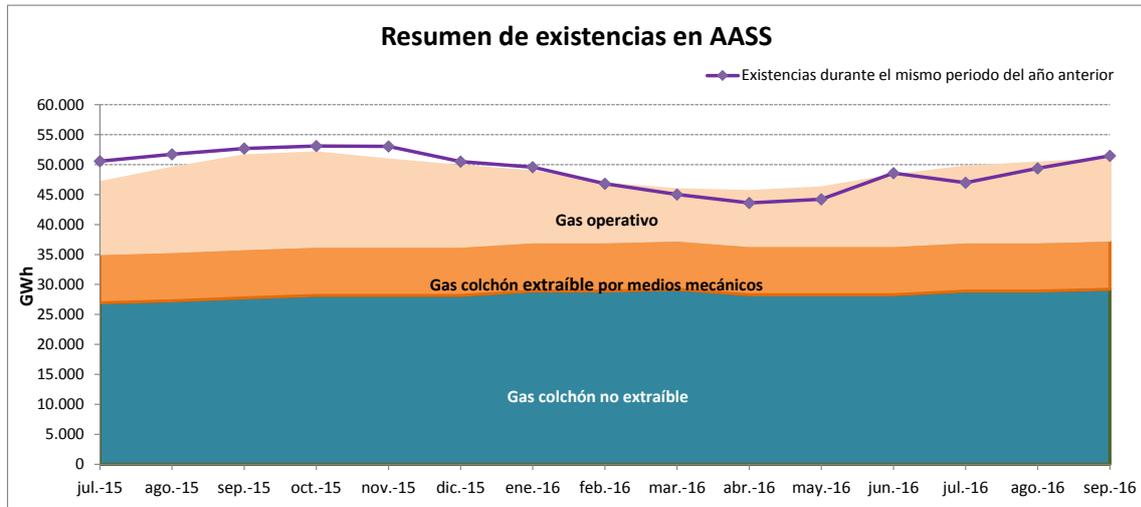


Figura 10. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La autonomía media de las plantas de regasificación en el tercer trimestre fue de 22 días en relación a su producción real. En este sentido, las variaciones que se aprecian en el valor de autonomía entre las distintas plantas de regasificación dependen del nivel de contratación en cada planta.

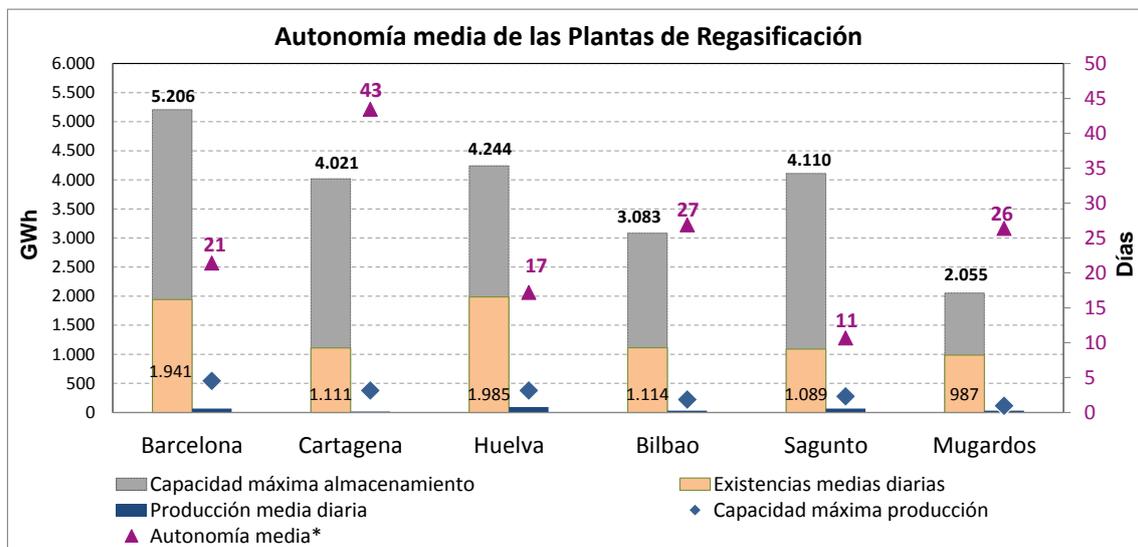


Figura 11. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

\*Autonomía media= (Existencias medias diarias - Gas talón) / Producción media diaria.

## F. Sobre los mínimos técnicos de las plantas de regasificación y su gestión

En la tabla siguiente se especifican los mínimos técnicos de producción de gas publicados por el Gestor Técnico del Sistema para cada una de las plantas de regasificación y se contabilizan los días que cada una de ellas ha operado por debajo de dichos mínimos técnicos en el tercer trimestre de 2016.

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días por debajo del mínimo técnico*	
		Jul 16 –Sep 16	% días
Barcelona	128	85	92%
Cartagena	85	92	100%
Huelva	85	25	27%
Bilbao	85	92	100%
Sagunto	57	13	14%
Mugardos	60	92	100%
<b>TOTAL</b>		399	72%

Tabla 4. Mínimo técnico y días en los que la planta está por debajo del mínimo técnico.  
(\* Se considera un margen del 10% dentro del cual la planta está en el mínimo técnico).

Este trimestre hay una baja actividad de regasificación con un elevado número de días en el que las plantas han operado por debajo del mínimo técnico; en este sentido, destacan las plantas de Cartagena, Bilbao y Mugardos, que han estado todos los días del trimestre por debajo del mínimo técnico.

### **G. Sobre el tema relevante del trimestre: implementación de la circular de balance y el nuevo PD-18, sobre los parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la compraventa de productos normalizados en PVB por parte del GTS.**

La Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista (en adelante, Circular de balance) recoge las disposiciones establecidas en el código europeo de balance, desarrollando aquellos aspectos que se dejan a criterio de los reguladores energéticos nacionales, como son:

- La contratación y utilización de los servicios de balance.
- El detalle de las nominaciones y renominaciones y la provisión de información a usuarios.
- Los principios de la determinación de una metodología para el cálculo de las tarifas de desbalance y de la neutralidad del gestor de la red de transporte.
- Los criterios generales para la definición de incentivos del gestor en la realización de acciones de balance eficientes.

En aplicación de dicha Circular, se ha aprobado, además de otra normativa al respecto, el nuevo Protocolo de Detalle PD-18, sobre los parámetros técnicos que determina la operación normal de la red de transporte y la compraventa de productos normalizados de cambio de titularidad en PVB por el GTS, que fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el 30 de septiembre de 2016.

El PD-18 establece unas bandas en el stock del gasoducto de transporte que determinan cuándo el GTS debe realizar una acción de balance. En primer

lugar, este protocolo fija el valor medio de la capacidad de almacenamiento de la red de gasoductos de transporte en 2.850 GWh, denominado valor de referencia VR, así como los valores máximo y mínimo de capacidad de almacenamiento operativo (límites máximo y mínimo operativos: LmaxOp y LminOp) en 2.997 GWh y 2.703 GWh, respectivamente. Los valores VR, LmaxOp y LminOp se emplean para el establecimiento de las bandas.

Las tres bandas definidas en las que se clasifica el stock de gas de la red de transporte son las siguientes:

- La banda de indiferencia (BI): cuando el stock de la red de transporte se encuentre dentro de esta banda, el GTS no realizará acciones de balance. El GTS sitúa esta banda entre los límites del valor de referencia VR en  $\pm 49$  GWh.
- La banda de vigilancia (BV): cuando el stock de la red de transporte se encuentre dentro de esta banda, el GTS puede realizar acciones de balance, teniendo en cuenta no sólo el nivel de stock en ese momento, sino también la previsión de futuro y la situación del mercado organizado. El GTS sitúa esta banda sobre los límites de la BI en  $\pm 49$  GWh.
- La banda de alerta (BA): cuando el stock de la red de transporte se encuentre dentro de esta banda, el GTS debe realizar acciones de balance en todo caso. El GTS sitúa esta banda sobre los límites de la BV en  $\pm 49$  GWh, coincidiendo con los límites LmaxOp y LminOp.

El GTS debe desarrollar un procedimiento de cálculo de estos parámetros y revisar sus valores cada vez que las condiciones de transporte lo hagan necesario.

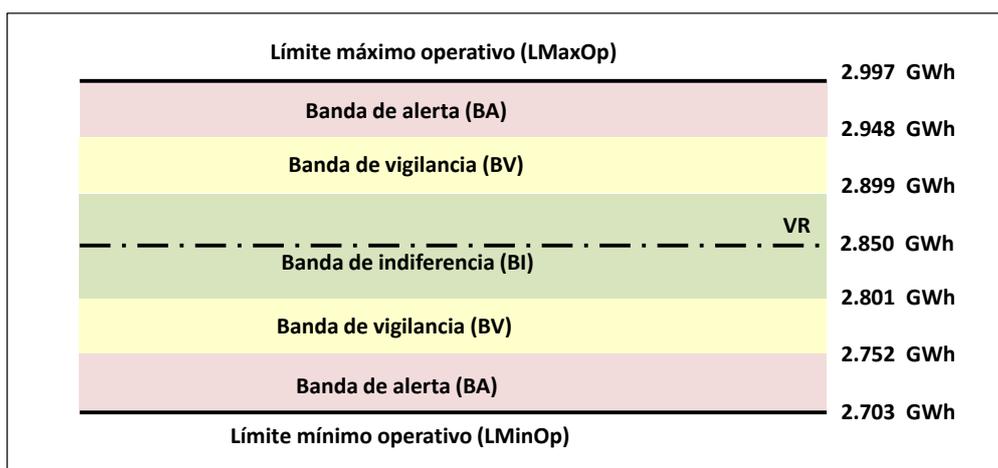


Figura 12. Bandas de actuación del GTS en la red de transporte.

Además, el PD-18 obliga al GTS a publicar en su página web el volumen de gas disponible en la red de transporte al principio de cada día de gas y el volumen que se prevé que estará disponible al final del día de gas. Este último debe actualizarse horariamente durante todo el día de gas.

Finalmente, según el Protocolo, cuando el GTS necesite realizar ofertas de compra-venta de gas en el PVB en el mercado organizado, lo comunicará al sector al menos con una hora de antelación, a través de su página web y de la página web del mercado organizado.

## H. Notas de Operación

### **Interrupción no programada en las entradas de gas por la Conexión Internacional de Medgaz/Almería.**

La entrada en el sistema gasista español a través del gasoducto MEDGAZ en la conexión internacional de Almería descendió desde un flujo medio continuo equivalente a 234 GWh/día a partir del jueves 8 de septiembre a un flujo nulo durante varias horas del viernes 9 y sábado 10 de septiembre y durante las tres jornadas siguientes.

La empresa MEDGAZ informó que dicha interrupción de suministro se debió a un problema técnico en origen y ajeno a MEDGAZ.

El GTS adoptó las medidas y seguimiento necesario para garantizar la atención a la demanda programada operando la red de transporte en sus rangos admisibles.

## I. Normativa aprobada

- Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español.
- Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.
- Resolución de 23 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-06 "Repartos" y NGTS-07 "Balance".
- Resolución 26 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrigen errores en la de 2 de agosto de 2016, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista.
- Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 "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".

- Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 "Programadores" y NGTS-04 "Nominaciones", los protocolos de detalle PD-07 y PD-13, y se derogan los protocolos de detalle PD-08 y PD-15.
- Corrección de errores de la Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-03 "Programaciones" y NGTS-04 "Nominaciones", los protocolos de detalle PD-07 y PD-13, y se derogan los protocolos de detalle PD-08 y PD-15.

## J. Mantenimiento de las instalaciones

Durante el tercer trimestre de 2016 se planificaron las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
<b>Plantas de regasificación</b>			
Bilbao	Remetalizado y revisión de un vaporizador de agua mar	Septiembre	21 días. Capacidad de regasificación nominal se mantiene mediante combustión sumergida.
	Trabajos aspiración bombas secundarias	A partir de septiembre	2 días. Emisión máxima 450.000 nm <sup>3</sup> /h.
	Mantenimientos preventivos brazos descarga.	A lo largo del año	4 días. 7-8 horas/día. A coordinar para realizarse sin afección a carga ni descarga de buques.
	Mantenimientos preventivos de báscula y brazos de cargadero de cisternas.	A lo largo del año	A coordinar para realizarse sin afección a cisternas.
	Mantenimientos en el sistema de agua de mar.	Pendiente	De forma puntual podría surgir la necesidad de realizar algún mantenimiento que implicaría una limitación de regasificación a 180.000 Nm <sup>3</sup> /h.
Sagunto	Limpieza piscina de agua de mar	Septiembre	2 días. Emisión máxima 400.000 Nm <sup>3</sup> /h de 08:00 a 17:30h y 2 semanas máximo 750.000 Nm <sup>3</sup> /h.
Mugardos	Remetalizado de ORV E420	1 de julio	2 meses. Sin equipo de reserva.
	Paradas de 12 horas durante 5 días.	Revisión del sistema de agua de mar, prueba de lazos de seguridad. Mantenimiento de línea de alimentación eléctrica	Paradas de 12 horas durante 5 días. <b>Finalizado.</b>
Barcelona	Limpieza sistema regasificación	Julio	15 días. Regasificación máxima 1.650.000 Nm <sup>3</sup> /h. <b>Finalizada.</b>
	Reparación sistema regasificación	Julio	5 días. Regasificación máxima 1.650.000 Nm <sup>3</sup> /h. <b>Finalizada.</b>
	Limpieza sistema regasificación	Julio	1 mes. Regasificación máxima 1.650.000 Nm <sup>3</sup> /h. <b>Finalizada.</b>

	Reparación válvula sea-line	Agosto	2 días. Sin producción al Sea-Line. Podría requerir reequilibrado de la red. <b>Finalizada.</b>
	Intervención en sistema de descarga de buques	Septiembre	5 meses. Indisponibilidad atraque 80.000 para cargas y descargas de buques.
Cartagena	Reparación sistema regasificación	Julio	10 días. Emisión máxima 293 Gwh/día. <b>Finalizada.</b>
Huelva	Reparación sistema descarga buques	Del 5 al 11 de septiembre	7 días. Sin carga ni descarga de buques. A realizar en fechas sin descargas programadas.
<b>Transporte: gasoductos</b>			
<b>Inserciones directas</b>			
Variante tramo 15.12 15.13		del 15 de julio al 31 de agosto	48 días. Interrumpido transporte por BVV 26" entre la pos 15.12 y la 15.13. <b>Finalizada.</b>
Intervención tramo 15.02 15.02A		Septiembre	3 días. Interrumpido transporte BVV 26". <b>Reprogramada para 2017.</b>
Variante tramo R03 R04		Septiembre	5 días. Afección a clientes. Se realizará de forma consensuada con los clientes afectados. <b>Reprogramada para 2017.</b>
Variante tramo 12 - 13		Fuera del periodo invernal	15 días. Interrumpido transporte secuencialmente en gasoductos BVV 24 " y desdoblamiento 26". Posible afección a planta de Barcelona. <b>Reprogramada para 2017.</b>
Variantes tramos 1 - 3 y 1D -4		Fuera del periodo invernal	5 días Afecta a capacidad de transporte (siempre disponible uno de los dos gasoductos de transporte). Posible afección a planta de Barcelona.
Reparaciones gasoducto León Oviedo		20,21 y 22 de septiembre	3 días. Afecta a la capacidad de transporte. Afección a planta de Reganosa, CI de Tuy y EC de Zamora.
<b>Estaciones de Compresión</b>			
EC Bañeras. Cambio SCE		Julio	5 días. EC indisponible. <b>Finalizada.</b>
EC Alcazar. Reparación TC		del 5 al 11 de septiembre	7 días. Sin TC de reserva. <b>En proceso.</b>
EC Coreses. Overhaul		Septiembre a noviembre	2 X 40 días. Sin TC de reserva. <b>En proceso.</b>
EC Euskadour. Modificaciones		26 de septiembre al 21 de octubre	2 x 13 días. Sin TC de reserva.
EC Cordoba. Reparación TC-3		Junio a septiembre	120 días. Sin TC de reserva. <b>En reprogramación.</b>
<b>Almacenamientos subterráneos</b>			
A.S. Marismas	Trabajos ampliación	Del 15 de agosto al 31 de diciembre	4 meses y medio. AS indisponible. <b>En proceso.</b>
<b>Conexiones internacionales</b>			
Badajoz y Tuy	No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de estas conexiones		
Medgaz	Inspección	20,23 y 28 de septiembre	Paradas de 12 horas diarias. Sin afección a las cantidades diarias.
Larrau	EC Lumbier Reparación	Agosto	10 días. Posible limitación 120 GWh/día. <b>Finalizada.</b>
	Mtto eléctrico EC Mont (TIGF)	5 de septiembre	26 días. Máximo 130 Gwh/día (operación de TIGF, consultar WEB de TIGF). <b>En proceso.</b>

Tabla 5. Operaciones de mantenimiento previstas para el tercer trimestre de 2016.

## K. El balance del sistema

Las operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS) y el uso del Gas de Maniobra permitían al GTS ajustar la operación real de las instalaciones. Este ajuste era realizado a través del examen de los valores de las nominaciones recibidas de los usuarios, la determinación de la demanda real y la identificación de las necesidades técnicas para el buen funcionamiento del sistema. El saldo de las operaciones BRS indicaba la diferencia entre el gas emitido realmente y las nominaciones de los usuarios. Las operaciones BRS se desagregaban en tres niveles, según lo establecido en el protocolo de detalle PD-11:

$$BRS = \sum BRS_i, i = 0, 1, 2.$$

$$BRS-0 = \text{Gas emitido} - \text{Consigna de operación del GTS}$$

$$BRS-1 = \text{Operaciones nominadas por el GTS para el buen funcionamiento del sistema}$$

$$BRS-2 = \text{Consigna de operación del GTS} - \text{Nominaciones de los usuarios} - BRS-1$$

Los movimientos de gas por operaciones de BRS se realizaban sobre las existencias de gas de maniobra, gas del GTS, acumulado como consecuencia de las diferencias entre el gas retenido a los usuarios en concepto de mermas y las mermas reales de las instalaciones, que se regularizan a final de año. Las operaciones BRS conllevaban movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras, y a su vez, variaciones en las existencias registradas en cada una de ellas.

Por tanto, con carácter general, el BRS expresaba la diferencia entre el gas emitido por los usuarios (nominaciones) y las consignas de operación dadas por el GTS a los operadores de las instalaciones. Hasta el 30 de septiembre de 2016, el BRS se llevaba a cabo con el gas de maniobra del GTS; es decir, el gas de maniobra asumía las diferencias positivas y negativas entre las nominaciones de los usuarios y las entradas de gas a la red de transporte, así como las salidas de la misma no destinadas a consumo (salidas a almacenamientos subterráneos y por conexiones internacionales).

La Orden Ministerial 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, en su disposición transitoria quinta, establece el procedimiento a seguir en relación con el gas de maniobra, antes y después del 30 de septiembre de 2016:

*“1. A partir del 1 de enero de 2016 el gas de maniobra no podrá exceder la cantidad de 150 GWh. A partir del 1 de octubre de 2016 la cantidad de gas de maniobra deberá ser cero.*”

Por tanto, al comienzo del día de gas 30 de septiembre de 2016 el GTS debía disponer de un máximo de 150 GWh de gas de maniobra para atender las necesidades del sistema gasista. Estos GWh debían desaparecer al final de dicho día (06:00 h del 1 de octubre).

Sin embargo, la normativa desarrollada cuál debería ser el destino del gas de maniobra del que disponía el GTS el 30 de septiembre de 2016. De hecho, las existencias de gas de maniobra en la red de transporte en dicha fecha eran de 65 GWh (331 GWh añadiendo el situado en las plantas de regasificación), de acuerdo con la información publicada por el GTS en su página web.

GWh	Existencias Iniciales	Existencias Finales	Variación de existencias
<b>Red de Transporte</b>	736	65	-671
<b>Barcelona</b>	-18	20	38
<b>Cartagena</b>	123	56	-67
<b>Huelva</b>	-12	85	97
<b>Bilbao</b>	4	40	37
<b>Sagunto</b>	36	42	5
<b>Mugardos</b>	63	35	-28
<b>AASS</b>	-317	-13	304
<b>C.I.</b>	-	-	-
<b>Valdemingómez</b>	-	-	-
<b>Total</b>	616	331	-285

Tabla 6. Variación de existencias de gas de maniobra en el tercer trimestre de 2016.

Se observa, no sólo que las existencias de gas de maniobra al final del día de gas del 30 de septiembre de 2016 no eran cero, sino que superaban los 150 GWh que debía gestionar el GTS a partir del 1 de enero de ese año, conforme a lo establecido la Orden IET/2736/2015.

Además, en el apartado “Operaciones Balance Residual del Sistema” de su página web, el GTS continúa publicando en su página web la información provisional de las Operaciones del Balance Residual del Sistema (BRS) para cada punto de entrada a la red de transporte, con detalle diario realizadas durante el cuarto trimestre de 2016. Se desconoce el mecanismo empleado para asumir estos movimientos, que estaría modificando el nivel de stock de gas de la red de transporte.



