



INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015

Expediente IS/DE/005/15

21 de enero de 2016

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: Circular de Balance | 12 |
| H. Notas de Operación | 16 |
| I. Normativa aprobada | 16 |
| J. Mantenimiento de las instalaciones | 17 |
| K. El balance del sistema | 18 |
| L. Entradas / salidas en la red de transporte. | 20 |

A. Hechos relevantes

Los hechos más relevantes relativos a la gestión técnica del sistema gasista que han acontecido en el tercer trimestre de 2015 son los siguientes:

Primero. La demanda de gas del trimestre aumentó un 4,5% respecto a la cifra de demanda del mismo periodo del año 2014. Esto se explica principalmente por el incremento en la demanda para generación eléctrica (14,6%).

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 el restante 42% del valor total. La actividad de regasificación en plantas se vuelve a reducir en este periodo, aunque sigue siendo superior en un 32,9% al nivel del mismo trimestre de 2014.

Tercero. El número de buques que descargaron GNL a planta fue de 49, dos menos que la previsión inicial. Por otro lado, desde las plantas se recargaron 6 buques (dos en Sagunto y en Bilbao y uno en Barcelona y en Cartagena), uno más de la previsión inicial, lo que supone que el 13,1% del GNL descargado en unidades de energía fue posteriormente recargado por los comercializadores para su venta en otros países.

Cuarto. En este trimestre continúa el ciclo de inyección en los almacenamientos subterráneos y comienza una nueva inyección de gas colchón en Yela. Las existencias de GNL en plantas a finales de septiembre de 2015 representan el 28% 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 22%, destacando la planta de Cartagena por su bajo nivel de contratación (8%). Por otro lado, la capacidad utilizada también es reducida, siendo la media del trimestre de 17%.

Sexto. En la interconexión gasista con Francia, VIP Pirineos, aumenta la actividad de los agentes alcanzando el 52% del uso de la capacidad contratada de entrada (importación) y hasta el 22% del uso de la capacidad contratada en sentido exportador. Respecto a la conexión con Portugal, VIP Ibérico, se incrementa la capacidad de salida utilizada hasta el 78%, sin existir capacidad de entrada contratada. Por otro lado, el porcentaje de utilización de las entradas de gas por gasoducto desde Argelia por Tarifa y Almería aumenta a lo largo del tercer trimestre de 2015 hasta alcanzar el 74%, frente al 67% registrado en el trimestre anterior.

B. Sobre la demanda de gas

La demanda de gas del tercer trimestre registró en 2015 un aumento del 4,5% sobre los valores registrados en el mismo periodo del año pasado.

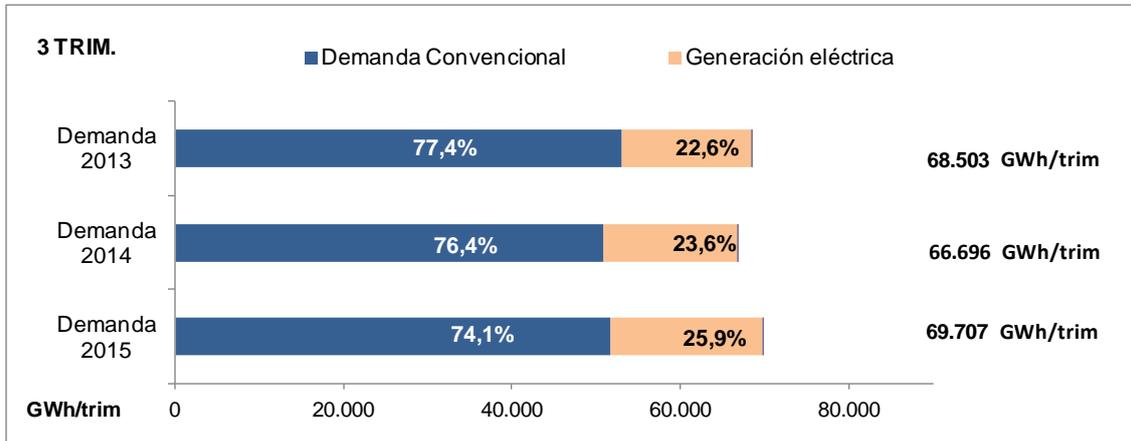


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el tercer trimestre.

El incremento en la demanda de gas se debe principalmente al aumento del consumo de gas en el sector eléctrico.

Respecto a la demanda de generación eléctrica, la contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica alcanzó un valor promedio del 11,7% en el tercer trimestre (un 0,4% más que en el mismo periodo del año anterior).

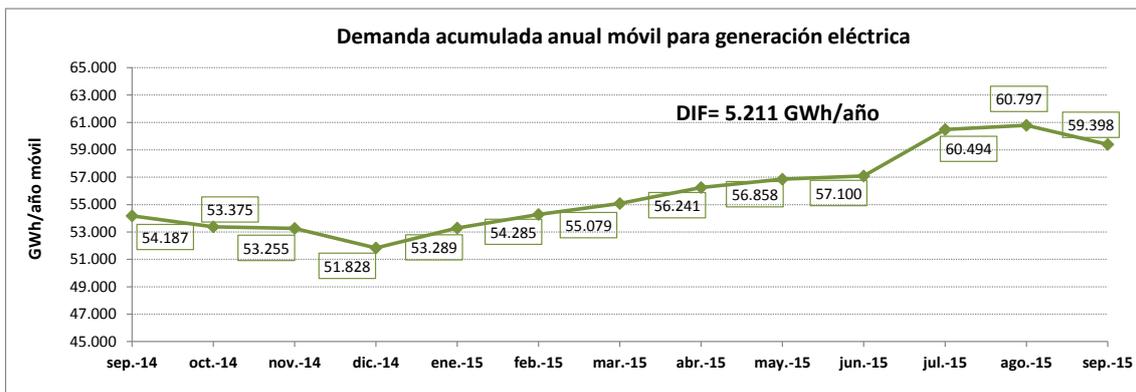


Figura 2. Acumulado de demanda para generación, año móvil.

En relación a la demanda convencional, en el tercer trimestre se registró un aumento de 650 GWh respecto al mismo periodo del año anterior, lo que supone un incremento del 1,35%.

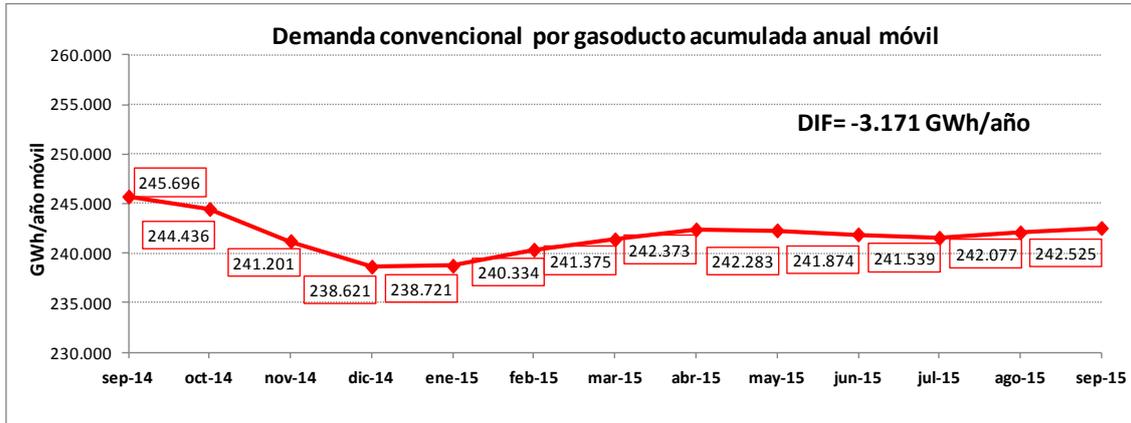


Figura 3. Acumulado de demanda convencional por gasoducto, año móvil.

En el mismo sentido, en el tercer trimestre de 2015 la demanda de gas natural licuado destinado a camiones cisternas fue un 2,5% superior al mismo periodo del año anterior.

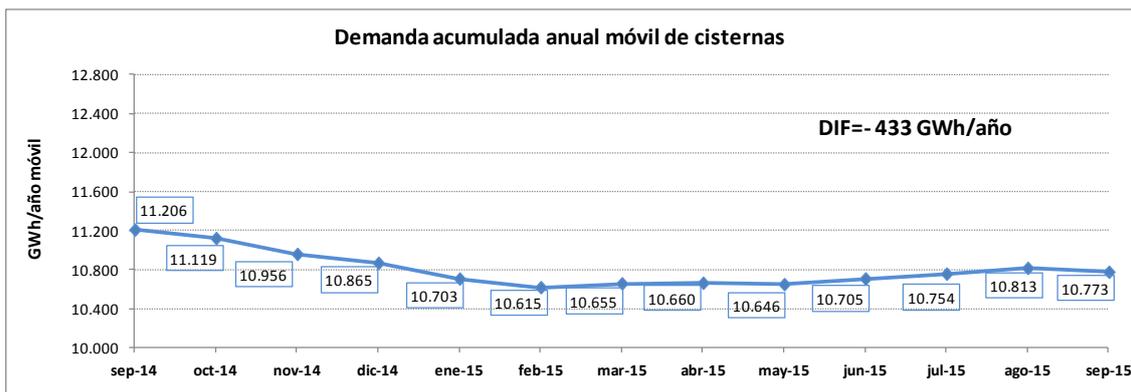


Figura 4. Acumulado de demanda de cisternas, año móvil.

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 se vuelve a reducir en este periodo en comparación con el trimestre anterior, aunque sigue siendo superior en un 32,9% al nivel del mismo trimestre de 2014.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en el tercer trimestre tuvo lugar el día 21 de julio siendo del 32,9%, coincidiendo con el día de mayor demanda, con 992,17 GWh.

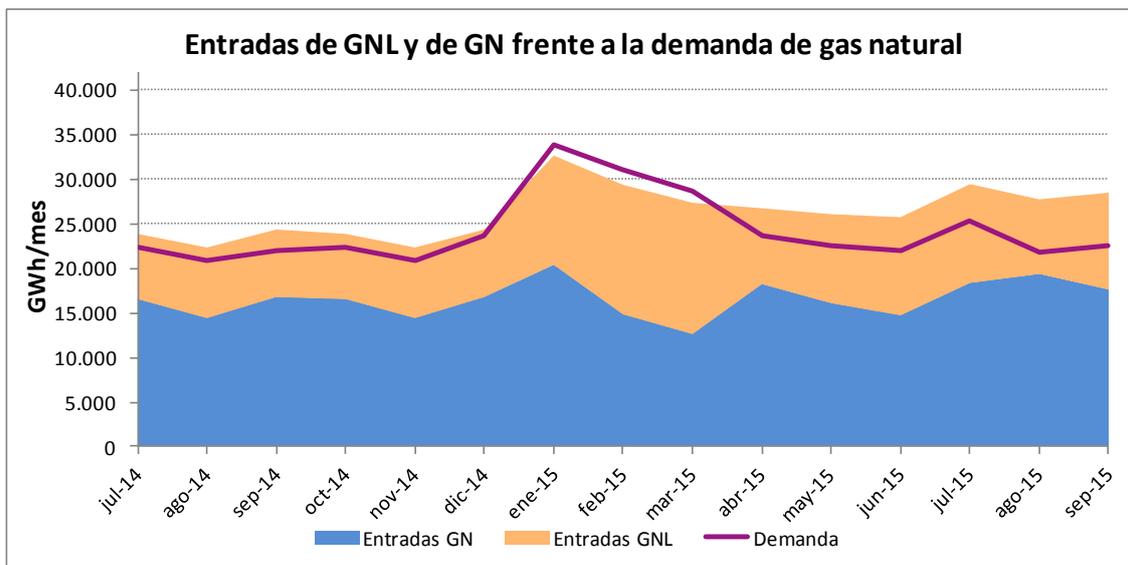


Figura 5. Entradas de GNL y entradas de GN.

Respecto a la cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó los 37.026 GWh (2,5% inferior al segundo trimestre de 2015).

El número de buques que descargaron GNL a planta en el periodo analizado fue de 49, dos menos que la previsión realizada.

En lo relativo a las recargas de GNL de planta a buques, en el tercer trimestre se han cargado 6 buques (dos en Sagunto y en Bilbao y uno en Barcelona y en Cartagena), uno más de la previsión inicial, lo que supone que el 13,1% del GNL descargado en unidades de energía fue posteriormente recargado por los comercializadores para su venta en otros países, frente al 30,1% alcanzado en el mismo trimestre del año anterior.

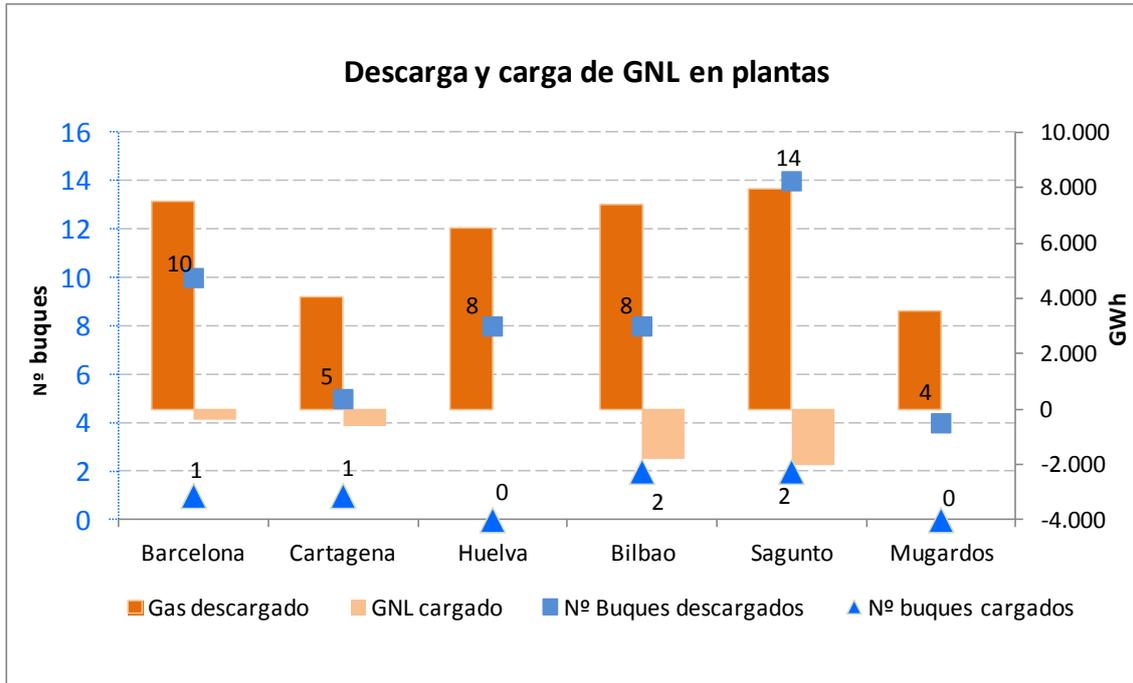


Figura 6. Descarga y carga de GNL en el tercer trimestre.

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 22%, destacando la planta de Cartagena por su bajo nivel de contratación (8%). Por otro lado, la capacidad utilizada también es reducida siendo la media del trimestre de 17%.

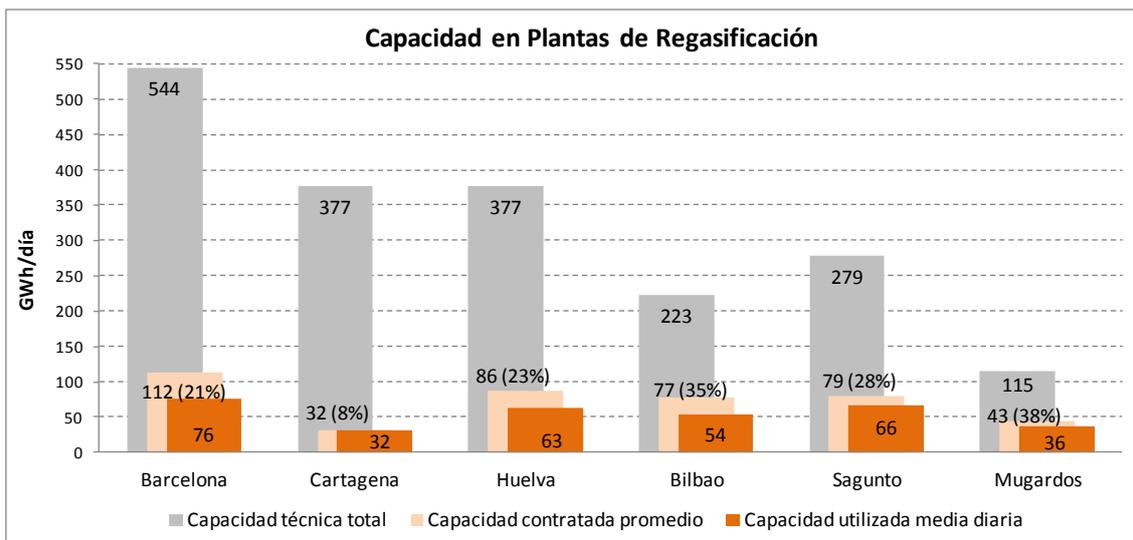


Figura 7. Contratación en plantas.

Por otra parte, el nivel de contratación de las conexiones por gasoducto presenta diferentes niveles.

En el VIP Ibérico, en el tercer trimestre de 2015 se incrementan las exportaciones y la capacidad de salida contratada alcanza el 90%. A su vez, el porcentaje de capacidad de salida utilizada supone el 78% frente a 74% del segundo trimestre de 2015. Por el contrario, en sentido de entrada sigue sin haber capacidad contratada.

Respecto al VIP Pirineos, la actividad de los agentes en el tercer trimestre de 2015 se ve incrementada. A pesar de que se contrata el 94% de la capacidad disponible en sentido importador, el factor de uso de las entradas de gas por Francia supone un 52% frente al 46% del trimestre anterior. En sentido exportador, la actividad aumenta habiéndose contratado el 61% de la capacidad total, y siendo la capacidad utilizada del 22%. En cualquier caso, el sentido del flujo neto es importador.

Las entradas de gas por gasoducto desde Argelia por Tarifa y Almería presentan una capacidad contratada similar al trimestre anterior, en promedio del 86%. Sin embargo, el factor de uso de las entradas de gas de Argelia aumenta a lo largo del tercer trimestre de 2015 arrojando un promedio del 74% frente al 67% registrado en el segundo trimestre del año 2015.

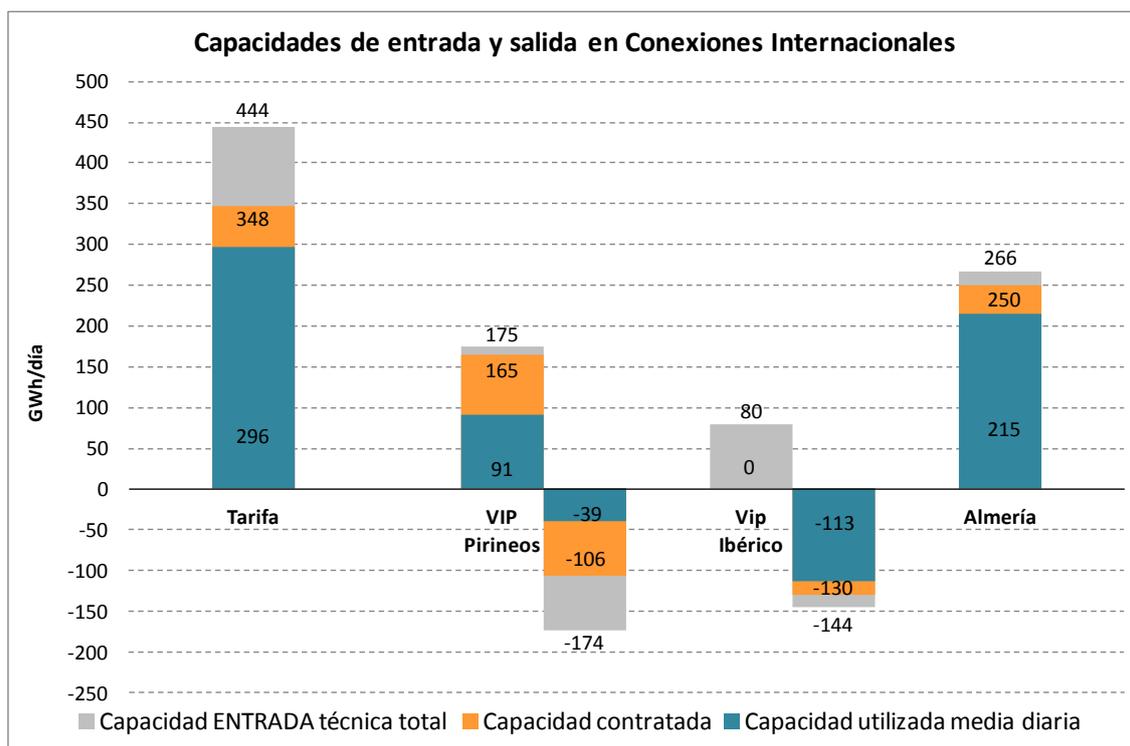


Figura 8. Contratación en las Conexiones internacionales¹.

¹ 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 2015 y su variación sobre los valores inicialmente previstos.

| | Jul-Sep 2015 | | % Δ sobre previsto |
|--|---------------|------------------------------|--------------------|
| | GWh | % sobre el total de E. Netas | GWh |
| Regasificación | 30.117 | 42,0% | 4,5% |
| Importaciones netas Conexiones Internacionales | 41.373 | 57,7% | 37,9% |
| Extracción Almacenamientos | 1 | - | - |
| Producción Yacimientos | 208 | 0,3% | -19,7% |
| Total entradas | 71.699 | | 28,9% |

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 | 30.117 | Demanda gasoducto | 66.928 |
| Importaciones C. Internacionales | 55.350 | Exportaciones C. Internacionales | 13.977 |
| Extracción AASS | 1 | Inyección AASS | 5.045 |
| Producción Yacimientos | 208 | Inyección Yacimientos | - |
| Total entradas Red de transporte | 85.676 | Total salidas Red de transporte | 85.950 |
| BALANCE RED DE TRANSPORTE | | 85.676-85.950=-274 | |

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

En el tercer trimestre de 2015 el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo negativo de -274 GWh.

En este periodo el nivel de regasificación se ha mantenido en el nivel del trimestre anterior.

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

| | Sep 2015 (GWh) | Jun 2015 | | Sep 2014 | |
|------------------------|----------------|---------------|-----------------|---------------|-------------------|
| | | GWh | %Δ Sep15- Jun15 | GWh | % Δ Sep14 – Jun14 |
| Gas útil AASS | 23.718 | 17.711 | 33,9% | 28.253 | -16,1% |
| Plantas regasificación | 6.304 | 6.809 | -7,4% | 13.248 | -52,4% |
| Red de Transporte | 2.868 | 2.862 | 0,2% | 2.742 | 4,6% |
| Total | 32.890 | 23.382 | 20,1% | 44.243 | -25,7% |

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 2015, el nivel de existencias de gas se mantiene en un nivel similar al del trimestre anterior.

Las existencias de gas se han repartido de la siguiente forma: un 19,2% en plantas de regasificación, un 72,1% en almacenamientos subterráneos (AA.SS.) y un 8,7% en gasoductos (*linepack*).

A lo largo del trimestre continúa la campaña de inyección en los almacenamientos subterráneos, acumulando 5.045 GWh en estos 3 meses, de los que 804 GWh corresponden a la inyección de gas colchón en Yela realizada a partir de agosto.

Las existencias en plantas a finales de septiembre representan el 28% de su capacidad total.

El nivel de existencias del tercer trimestre de 2015 se tradujo en una autonomía promedio de 42 días respecto a la demanda registrada.

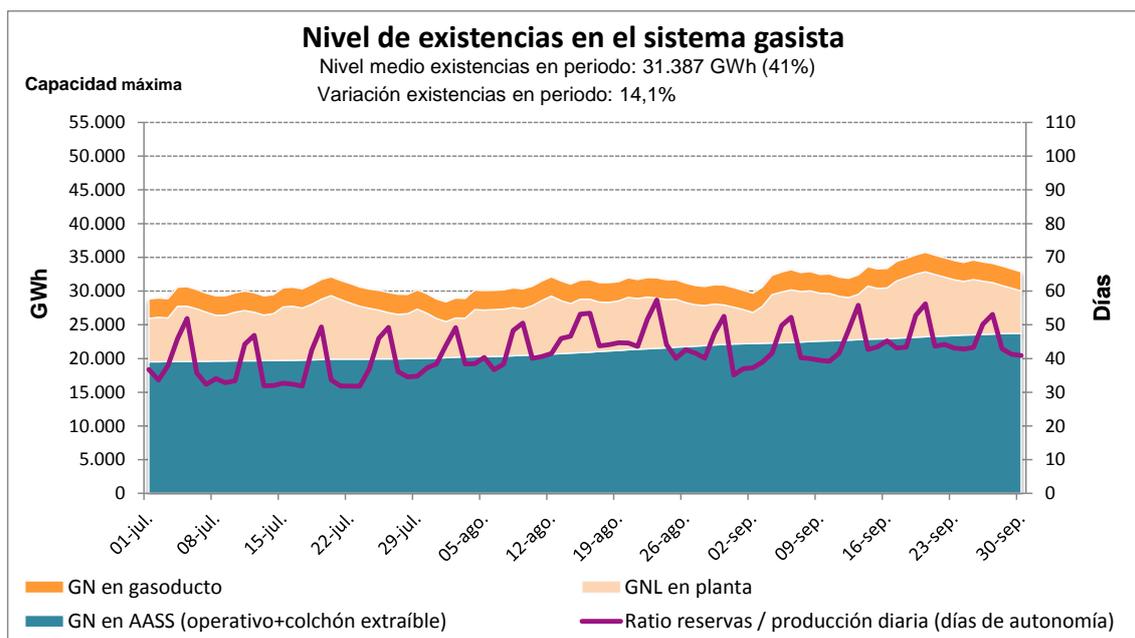


Figura 9. Variación de existencias en el sistema.

Al comparar los niveles de existencias a 30 de septiembre de 2015 respecto a la misma fecha de 2014 se aprecia un descenso del 16,1% en el gas útil de los AA.SS así como un menor nivel de existencias en plantas de regasificación de 52,4%.

A finales del tercer trimestre los almacenamientos subterráneos (gas colchón no extraíble, gas colchón extraíble y gas operativo) mantenían existencias por una capacidad de 51.467 GWh.

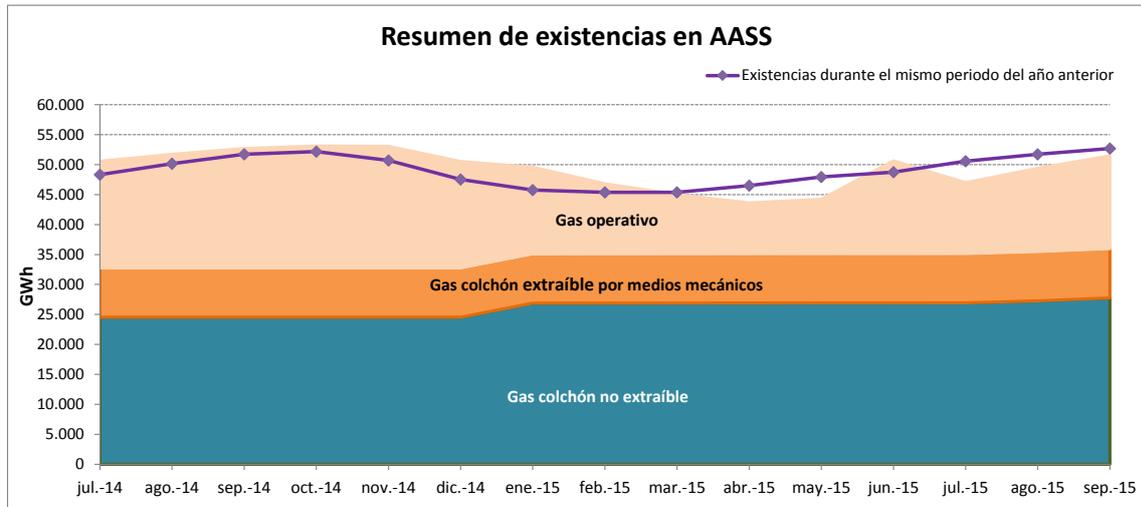


Figura 10. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

La autonomía media de las plantas de regasificación en el tercer trimestre fue de 17 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.

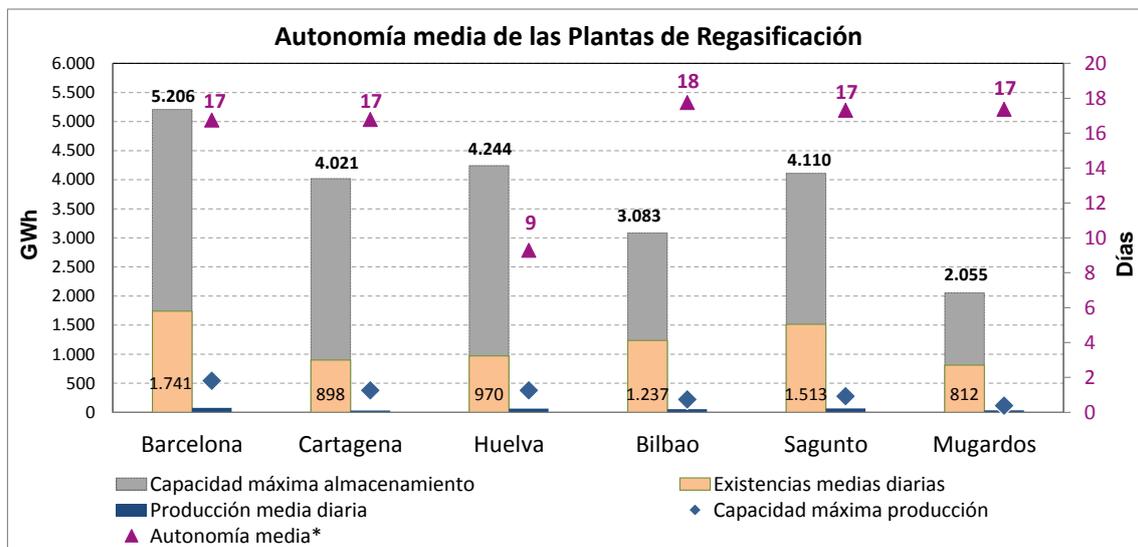


Figura 11. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

*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 2015.

| Plantas | Mínimo Técnico (GWh/día) | Días por debajo del mínimo técnico* | |
|--------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------|
| | | Sep 15 –Jul 15 | % días |
| Barcelona | 128 | 81 | 88% |
| Cartagena | 85 | 92 | 100% |
| Huelva | 85 | 70 | 76% |
| Bilbao | 85 | 76 | 83% |
| Sagunto | 57 | 34 | 37% |
| Mugardos | 60 | 85 | 92% |
| TOTAL | | 438 | 79% |

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 manteniéndose los niveles del pasado trimestre al igual que el número de días en el que las plantas han operado por debajo del mínimo técnico; en este sentido, destaca la planta de Cartagena, que ha estado la totalidad de los días del trimestre por debajo del mínimo técnico.

G. Sobre el tema relevante del trimestre: Circular de Balance

El Reglamento (UE) nº 312/2014, por el que se aprueba el código europeo de red sobre balance, establece la necesidad de implementar un procedimiento armonizado para calcular el balance de gas en las áreas de balance de los Estados miembros, incluidas las reglas para nominar el uso de las infraestructuras, los procedimientos de información, el cálculo de desbalances y sus tarifas y el balance operativo de las redes de transporte posibilitando a los usuarios de las infraestructuras la gestión de sus posiciones de balance de una manera eficiente y no discriminatoria, facilitando el intercambio comercial de gas y contribuyendo al desarrollo de mercados mayoristas de gas líquidos.

La Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, se ha realizado de conformidad con el citado Reglamento, recogiendo los requerimientos exigidos por el mismo, a la vez que desarrolla, de la manera más adecuada para el sistema gasista español, aquellos aspectos que el Reglamento deja a decisión de los reguladores de cada país.

La metodología de balance de gas establecida en el proyecto de Circular de la CNMC constituye un hito remarcable en la regulación del sistema gasista español; su implantación supondrá una mayor liquidez y transparencia en el mercado gasista español, así como un paso relevante en la conformación del mercado único de gas europeo.

El código de balance europeo tiene como ámbito de aplicación la red de transporte en cada uno de los Estados miembros. Conforme a esto, la Circular

de la CNMC pretende, como objeto principal, implementar el código de balance en la red de transporte por gasoducto en España.

En cualquier caso, existen determinados aspectos del código europeo, en concreto las reglas de nominación y renominación de las plantas de GNL y almacenamientos subterráneos que, por ser puntos de entrada a la red de transporte por gasoducto, afectan a la misma y requieren coherencia con las nominaciones y renominaciones de entrada a la red de transporte, y por tanto también deben tenerse en consideración.

El modelo propuesto establece el día de gas (de 06:00 h a 06:00 h)² así como el periodo para el cálculo del balance de los usuarios.

Los principios generales sobre los que se desarrolla la Circular son los siguientes:

- Los usuarios son los responsables de mantener su posición de gas en balance. Durante el día de gas *d*, los usuarios podrán equilibrar su posición de gas en la red de transporte mediante el incremento o decremento de las entradas y salidas de gas, así como mediante la compra-venta de gas, swaps, préstamos, etc., bien en la plataforma de comercio³, bien a través de transacciones bilaterales. También podrán realizarse transacciones en puntos específicos de entrada/salida de la red de transporte.
- Se ha de realizar un balance diario por usuario en el Punto Virtual de Balance (PVB⁴) una vez finalizado el día de gas. Los usuarios en el PVB comenzarán cada día de gas con una cantidad de desbalance nula. Los usuarios que deseen operar en el área de balance en PVB deberán solicitar la habilitación como usuarios de la misma.
- Para ello, la Circular recoge la obligación del GTS de desarrollar un procedimiento de habilitación, suspensión y baja de los usuarios con cartera de balance a los que aplique el cálculo del balance en la red de transporte. El procedimiento incluye la suscripción de un contrato marco entre el GTS y los usuarios. El contrato marco, que debe ser aprobado por la CNMC, ha de describir los requisitos y condiciones (calendario, de envío, de retirada, modificaciones, etc.) para que los usuarios realicen la comunicación de notificaciones de transacciones entre carteras de balance, independientemente de si los usuarios han contratado o no capacidad de

² Aprobado por el Reglamento (EU) nº 984/2013, de 14 de Octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y el Consejo

³ El Reglamento europeo define como “plataforma de comercio” una plataforma electrónica, proporcionada y gestionada por un operador, en donde se puede cambiar la titularidad del gas a corto plazo y en la que el GTS puede negociar sus acciones de balance.

⁴ Punto Virtual de Balance: punto virtual de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas como entrada o salida del mismo.

acceso a las instalaciones. El contrato es vinculante y, entre otras cuestiones, establecerá las condiciones del proceso de liquidación derivadas de los desbalances.

- Asimismo, el GTS será el responsable tanto de proporcionar la información a los usuarios antes y durante el día de gas, como de calcular el balance de cada usuario al final del día de gas. De igual manera, el GTS es el agente que debe mantener la red de transporte en balance dentro de los límites normales de operación, mediante procedimientos de mercado o acciones de balance. Las acciones de balance podrán ser de dos tipos: la compra/venta de productos normalizados en la plataforma de comercio o el empleo de servicios de balance.
- Los usuarios podrán equilibrar su posición de gas mediante la variación de sus entradas y salidas de gas, así como mediante la compra-venta de gas, bien en la plataforma de comercio, bien a través de transacciones bilaterales.
- La Circular establece un procedimiento continuo de nominación y renominación por parte de los usuarios de las entradas y salidas en las infraestructuras en relación con el día de gas, conforme a lo requerido por el Reglamento europeo. Toda la información y comunicación relativa a los procesos de nominación y renominación se realizará a través del sistema de información SL-ATR del GTS. Una vez iniciada y confirmada la nominación, se iniciará una serie de ciclos de renominaciones correspondientes al día de gas d, que durarán hasta las 03:00 h del día de gas, esto es, tres horas antes de la finalización del día de gas d.

Está previsto que el modelo propuesto en la Circular se implemente de forma gradual hasta el 1 de octubre de 2016, fecha en la que deberán estar en aplicación todas las medidas reflejadas en la misma, cuando el mercado organizado lleve casi 10 meses funcionando. Conforme a esto, a lo largo del periodo transitorio se irán introduciendo las herramientas necesarias para que los usuarios puedan equilibrar su posición de gas en la red de transporte. Posteriormente, se irá ajustando el modelo mediante la eliminación del uso de la capacidad de almacenamiento en el PVB así como la desaparición progresiva del gas de maniobra.

ANEXOS

H. Notas de Operación

Situación de Operación Excepcional nivel cero. Desvío de buque – Cambio de planta asignada para la descarga.

Desvío de un buque de 75.000 m³ de GNL a la Planta de Cartagena, con descarga prevista el día 3 de septiembre de 2015 en la Planta de Barcelona.

El programa de entradas y salidas de transporte en el sistema gasista por parte de los usuarios para el mes de septiembre dio como resultado una aportación de GNL en la planta de regasificación de Cartagena insuficiente para atender su producción diaria mínima que evitara la recuperación de todo el boil-off. El titular de la planta de Cartagena propuso, con objeto de atenuar las consecuencias de esa situación en dicha planta, el desvío de un buque con descarga inicialmente solicitada en la Planta de Barcelona, a la Planta de Cartagena, estando conformes los responsables de las plantas de Cartagena y Barcelona así como el usuario afectado. Esto supone una reducción de autoconsumos del Sistema con un ahorro estimado de 17 GWh aproximadamente.

I. Normativa aprobada

- Resolución de 13 de julio de 2015 de la DGPEM por la que se modifica la de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista.
- Resolución de 14 de julio de 2015 de la DGPEM por la que se determina el incentivo a la reducción de las mermas de transporte de los años 2012 y 2013 en función del gas vehiculado en los años 2011 y 2012.
- Resolución de 14 de julio de 2015 de la DGPEM por la que se establece la valoración de los saldos de mermas de plantas de regasificación correspondientes al período 2010-2012.
- Resolución de 17 de julio de 2015 de la DGPEM por la que se establece la valoración y liquidación de los saldos de diferencias de medición en las redes de distribución de gas natural durante los años 2008 a 2012.
- Circular 2/2015 de 22 de julio de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.
- Resolución de 25 de septiembre de 2015 de la DGPEM por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural.
- Resolución de 28 de septiembre de 2015 de la DGPEM por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la

adquisición de gas de base para la fijación de la TUR de gas natural durante el período comprendido entre el 01/01/16 y el 30/06/16.

- Resolución de la DGPEM por la que se establece el régimen provisional de suministro de gas de operación a partir del 1 de octubre de 2015.

J. Mantenimiento de las instalaciones

Durante el tercer trimestre de 2015 se planificaron las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

| OPERACIÓN | | FECHA DE LOS TRABAJOS | AFECCIONES |
|---|---|-------------------------------|---|
| Plantas de regasificación | | | |
| Bilbao | Mantenimientos preventivos y revisiones de los brazos de descarga. | A lo largo del año | Sin carga ni descarga de buques. Se coordinará de forma que no afecte al programa mensual de cargas/descargas considerando, además, las previsiones meteorológicas. |
| Barcelona | Inspección del sistema de regasificación. | del 13 al 27 de julio | 15 días. Capacidad máxima de emisión 462 GWh/día |
| | Ampliación de instalación. Sistema de regasificación. | del 13 al 19 de julio | 7 días. Capacidad máxima de emisión 448 GWh/día. |
| | Inspección del sistema de regasificación. | del 7 al 21 de septiembre | 15 días. Capacidad máxima de emisión 462 GWh/día |
| Cartagena | Reparación en tanques de almacenamiento | Del 7 al 16 de septiembre | 10 días. Indisponibilidad de un tanque (dos días cada uno). |
| Mugaros | Revisión del sistema de agua de mar, prueba de lazos de seguridad y mantenimiento de la línea de alimentación eléctrica | Del 3 al 7 de agosto | 5 días sin emisión durante 12 horas/día. |
| Sagunto | Limpieza piscina de captación agua de mar | Septiembre | 2 días. Máxima emisión 400.000 Nm ³ /h de 08:00 h a 17:30 h y 2 semanas max. 750.000 Nm ³ /h. |
| Transporte: gasoductos | | | |
| Variaciones – Inserciones Directas | | | |
| Reparación. Gasoducto. Posición A9 | | Entre el 15 y el 17 de Agosto | 2 horas. Afecta a capacidad de transporte secundario y suministro a clientes. Se hará de forma coordinada con los clientes afectados. |
| Reparación.ERM.Posición 15.32 | | Agosto | 2 horas. Afecta a capacidad de transporte secundario y suministro a clientes. Se hará de forma coordinada con los clientes afectados. |
| Conexiones internacionales | | | |
| Medgaz | No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión. | | |
| Badajoz | No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión. | | |
| Tuy | No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión. | | |

| | |
|-------------|---|
| Irún | No hay operaciones programadas con afección a la capacidad diaria de esta conexión. |
|-------------|---|

Tabla 6. Operaciones de mantenimiento previstas para el tercer trimestre de 2015.

K. El balance del sistema

Las operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS) y el uso del Gas de Maniobra permiten al Gestor Técnico del Sistema ajustar la operación real de las instalaciones. Este ajuste se realiza 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 indica la diferencia entre el gas emitido realmente y las nominaciones de los usuarios. Las operaciones BRS se desagregan 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 realizan sobre las existencias de gas de maniobra, gas del Gestor Técnico del Sistema, 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 conllevan movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras, y a su vez, variaciones en las existencias registradas en cada una. Del estudio de las operaciones BRS en el balance provisional del trimestre se concluye que:

- En el tercer trimestre del año el gas de maniobra aumentó 80 GWh.
- Las instalaciones con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra durante el tercer trimestre fueron la red de transporte con un aumento de 493 y la planta de Mugaridos con un descenso de 137 GWh.

La siguiente tabla muestra los valores de las existencias de gas en GWh en las cuentas de gas de maniobra y el saldo de operaciones BRS en el sistema para el tercer trimestre del año.

| GWh | Existencias Iniciales | Existencias Finales | Variación de existencias |
|--------------------------|-----------------------|---------------------|--------------------------|
| Red de Transporte | 285 | 778 | 493 |
| Barcelona | 59 | -64 | -123 |
| Cartagena | -16 | -7 | 9 |
| Huelva | 21 | -57 | -78 |
| Bilbao | 70 | 140 | 70 |

| | | | |
|----------------------|-----|-----|------|
| Sagunto | 117 | -9 | -126 |
| Mugardos | 140 | 3 | -137 |
| AASS | 130 | 101 | -28 |
| C.I. | - | - | - |
| Valdemingómez | - | - | - |
| Total | 805 | 885 | 80 |

Tabla 5. Variación de existencias de gas de maniobra en el tercer trimestre de 2015.

A partir del análisis de los valores de las diversas instalaciones se obtienen algunas consideraciones sobre la gestión de las operaciones BRS:

- El Gestor Técnico del Sistema puede establecer consignas de operación distintas a valores nominados, derivadas de operaciones BRS.
- Las operaciones BRS implican movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras. En las instalaciones se pueden originar existencias finales de gas de maniobra negativas, como en este trimestre ocurre en la planta de regasificación de Barcelona, Huelva y Sagunto con -64, -57 y -9 GWh, respectivamente. De la misma forma, se pueden originar existencias finales positivas, como ocurre en el resto de instalaciones.
- Que el gas de maniobra sea negativo en una instalación significa que se ha usado el gas de los comercializadores para emitirlo y operar el sistema. Por otro lado, el mantener existencias físicas de gas menores de las reconocidas en los balances comerciales de las plantas, para los usuarios podría significar que en algún momento fuera imposible dar viabilidad a una programación ante la falta de gas físico.

En definitiva, el Gestor Técnico del Sistema actúa como garante del sistema nominando operaciones de producción y empleando el gas de maniobra como gas de equilibrio del sistema.

Asimismo, el Gestor Técnico del Sistema calcula y factura los desbalances de los usuarios del sistema para cada uno de los cinco tipos de desbalances en los que pueden incurrir. Estos ingresos entran en el sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del sector gasista.

