



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Diciembre de 2011



ÍNDICE

- 1. HECHOS RELEVANTES.**
- 2. DEMANDA DE GAS.**
- 3. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS.**
- 4. BALANCE ENTRADAS – SALIDAS.**
- 5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA.**
- 6. MÍNIMOS TÉCNICOS.**
- 7. ESTUDIO OPERACIONES BRS.**
- 8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES.**
- 9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2011.**
- 10. SEGUIMIENTO DE LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA.**

1. HECHOS RELEVANTES

- Continúa la disminución de la demanda de gas para generación en ciclos combinados.
- El 2% del GNL descargado este mes se volvió a cargar para exportar. Se produjeron tres cargas de buques.
- Continúa aumentando la utilización de las Conexiones internacionales, mientras que la utilización de la regasificación invierte su tendencia descendente de los últimos meses para responder a la mayor demanda del invierno.
- El flujo sigue siendo exclusivamente importador con Francia, estando todo el mes entorno a 100 GWh/día. Con Portugal, el flujo neto sigue siendo de exportación.

Normativa aprobada.

- Resolución de 23 de noviembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista (BOE 02/12/2011).
- Real Decreto 1734/2011, de 18 de noviembre, por el que se designa a la empresa GEM Suministro de Gas Sur 3, S.L. como suministrador de último recurso de gas natural (BOE 09/12/2011).
- Sentencia de 11 de octubre de 2011, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo, por la que se anula el último párrafo del apartado segundo del Anexo I (Peajes y cánones de los servicios básicos) de la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre (BOE 15/12/2011).
- Orden ITC/3486/2011, de 14 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2012 (BOE 24/12/2011).
- Corrección de errores de la Resolución de 23 de noviembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista (BOE 24/12/2011).
- Orden IET/3587/2011, de 30 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 (BOE 31/12/2011).
- Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 31/12/2011).

2. DEMANDA DE GAS

La demanda nacional alcanzó en diciembre un valor de 35.328 GWh, un 6,1% inferior a lo previsto por el GTS en el plan de operación.

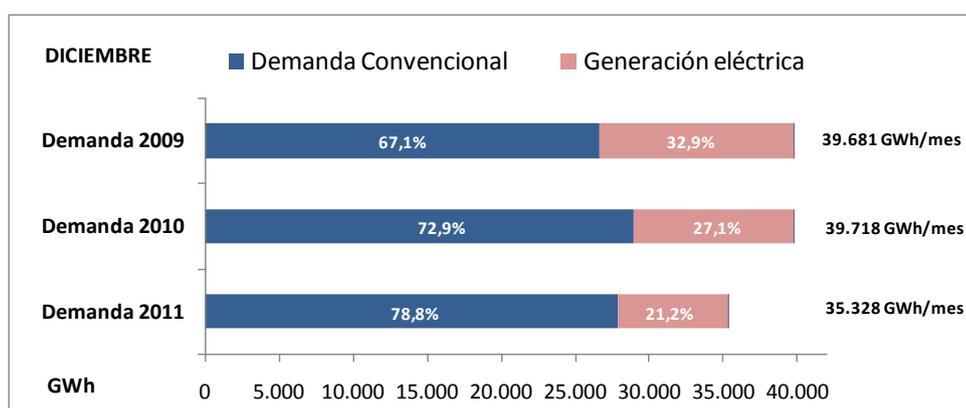


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el mes de diciembre.

La demanda mensual de gas registró en diciembre de 2011 un descenso del 11,1% sobre los valores del mismo mes de 2010, motivado por un descenso del 30,5% del consumo de gas para la generación de energía eléctrica, mientras que el consumo del sector convencional descendió un 3,9%. La contribución de los ciclos combinados al mix de generación eléctrica fue del 15%, cifra inferior al 20% de diciembre de 2010, fundamentalmente debido al aumento significativo de la generación con carbón y renovables.

	Diciembre 2011 (GWh)	% Δ sobre previsto	% Δ sobre Dic 2010
Demanda transportada por gasoducto	34.194	-6,1%	-11,4%
Convencional	26.704	-0,1%	-3,9%
Generación eléctrica	7.490	-22,6%	-30,5%
Demanda de cisternas	1.134	-6,1%	-0,4%
Demanda total	35.328	-6,1%	-11,1%

Tabla 1. Demanda de gas durante el mes de diciembre.

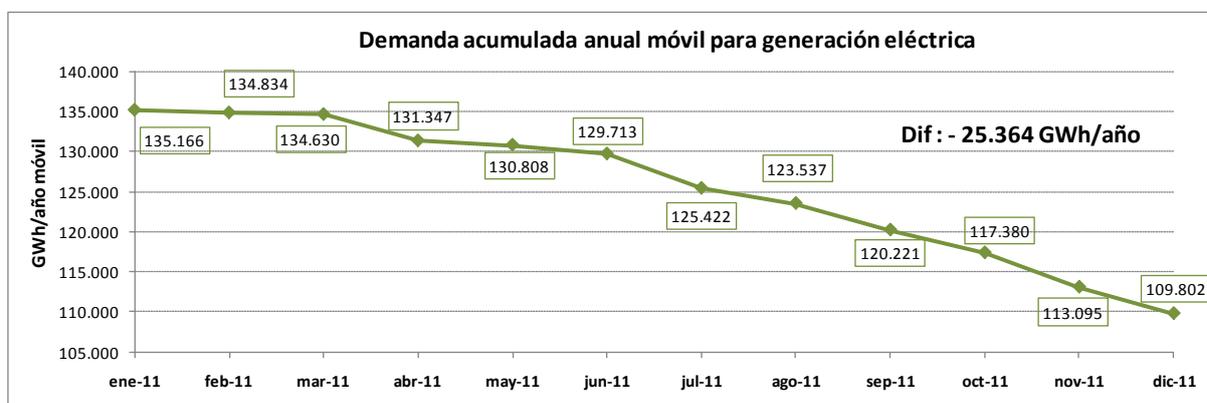


Figura 2. Acumulado de demanda para generación año móvil.

3. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS

En la tabla 2 se muestran las entradas de gas a la red de gasoductos durante el mes de diciembre y su variación sobre el valor inicialmente previsto:

	Diciembre 2011		% Δ sobre previsto
	GWh	% sobre el total de E. Netas	
Regasificación	19.361	56,1%	-1,6%
Importaciones netas Conexiones Internacionales	13.072	37,9%	-0,8%
Extracción Almacenamientos	1.859	5,4%	-40,1%
Producción Yacimientos	236	0,7%	-19,9%
Total entradas	34.528		-4,7%

Tabla 2. Entradas de gas en la red de gasoductos y variación sobre previsto.

Las entradas desde plantas de regasificación supusieron el 56,1% del valor total de entradas. Las importaciones por Conexiones Internacionales fueron inferiores a las previstas en un 0,8%, en particular los mayores desvíos ocurrieron a través de la entrada por Badajoz.

Por su parte la cantidad de GNL neta descargada por los buques metaneros en las plantas alcanzó un valor de 20.703 GWh, superior al valor previsto en un 7,0%. El número de buques que atracaron fueron 27. Se cargaron dos buques pequeños en Cartagena y uno grande en Mugaros.

El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en diciembre tuvo lugar el día 20 y fue del 47,0%. El día de mayor demanda fue el día 19 con 1.484 GWh.

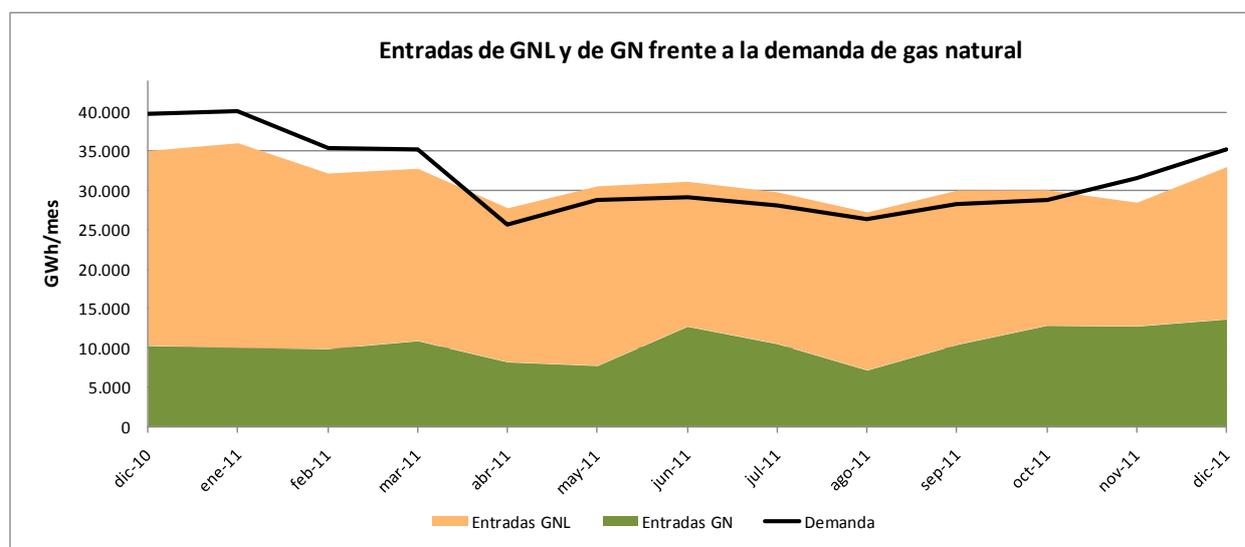


Figura 3. Entradas de GNL y entradas de GN.

Los niveles de contratación de capacidad son bajos, adaptándose a la demanda.

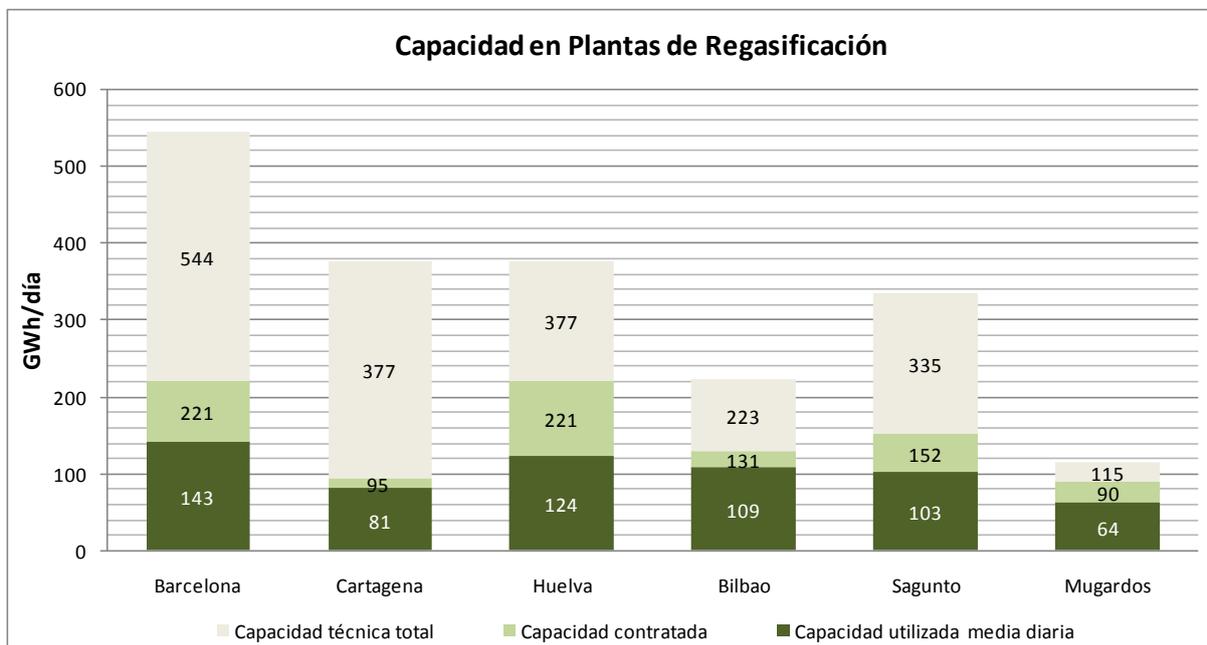


Figura 4. Contratación en plantas.

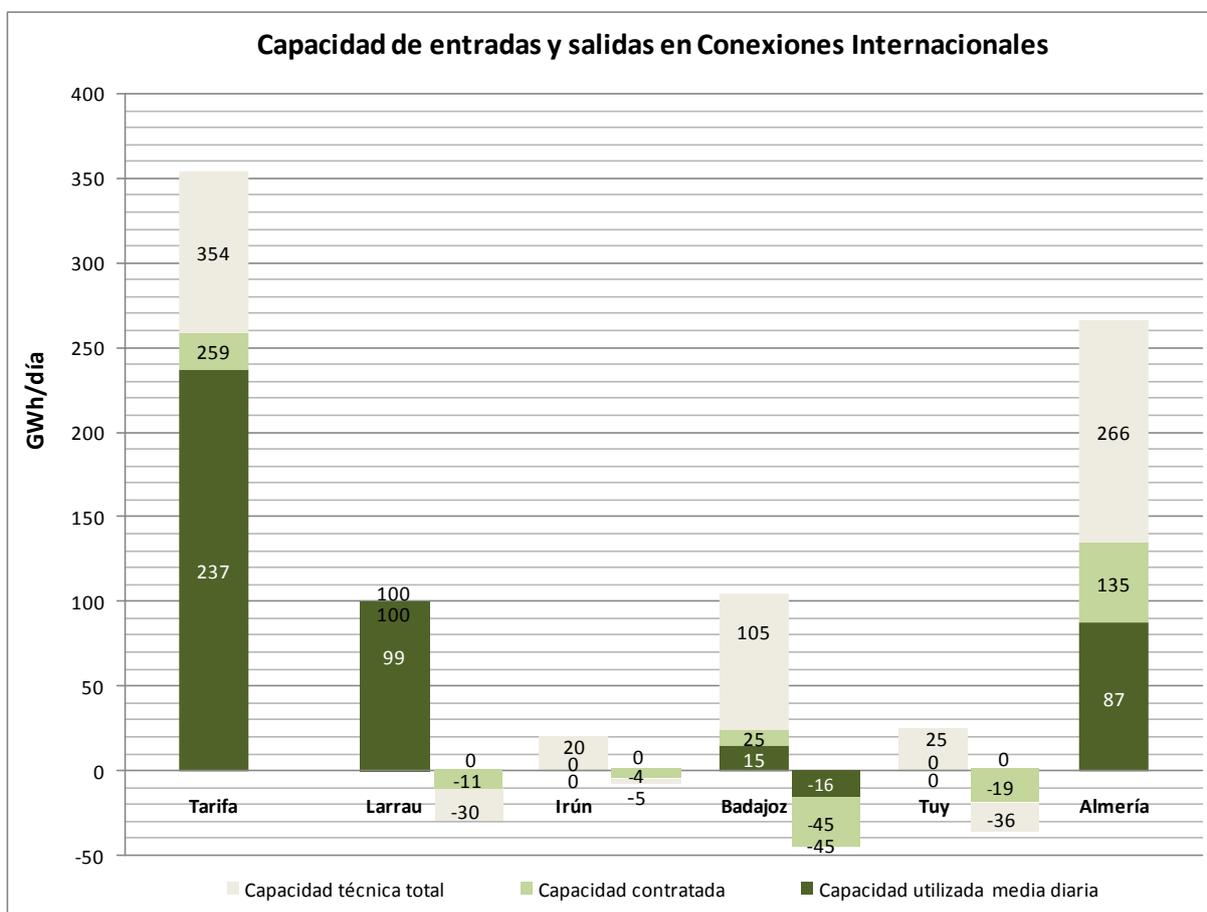


Figura 5. Contratación en las Conexiones internacionales.

4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS DE GAS

En diciembre el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos arroja un saldo positivo de 334 GWh.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	19.361	Demanda por gasoducto	34.194
Importaciones Conexiones Internacionales	13.575	Exportaciones Conexiones Internacionales	503
Extracción Almacenamientos	1.859	Inyección Almacenamientos	0
Producción Yacimientos	236	Inyección Yacimientos	0
Total	35.031	Total	34.697
BALANCE RED DE TRANSPORTE		35.031 – 34.697= 334 GWh	

Tabla 3. Balance entradas / salidas de la red de transporte.

Durante el mes de diciembre, el flujo en las conexiones con Francia sigue siendo exclusivamente de importación y sólo a través de Larrau. Con Portugal, el flujo neto vuelve a ser de exportación, habiendo importaciones comerciales a través de Badajoz. A través de Tuy, sin embargo, no hubo flujo físico.

Este mes el porcentaje de utilización de la nueva Conexión Internacional de Medgaz fue del 33% sobre la capacidad técnica del gasoducto, en valores inferiores a los previstos inicialmente.

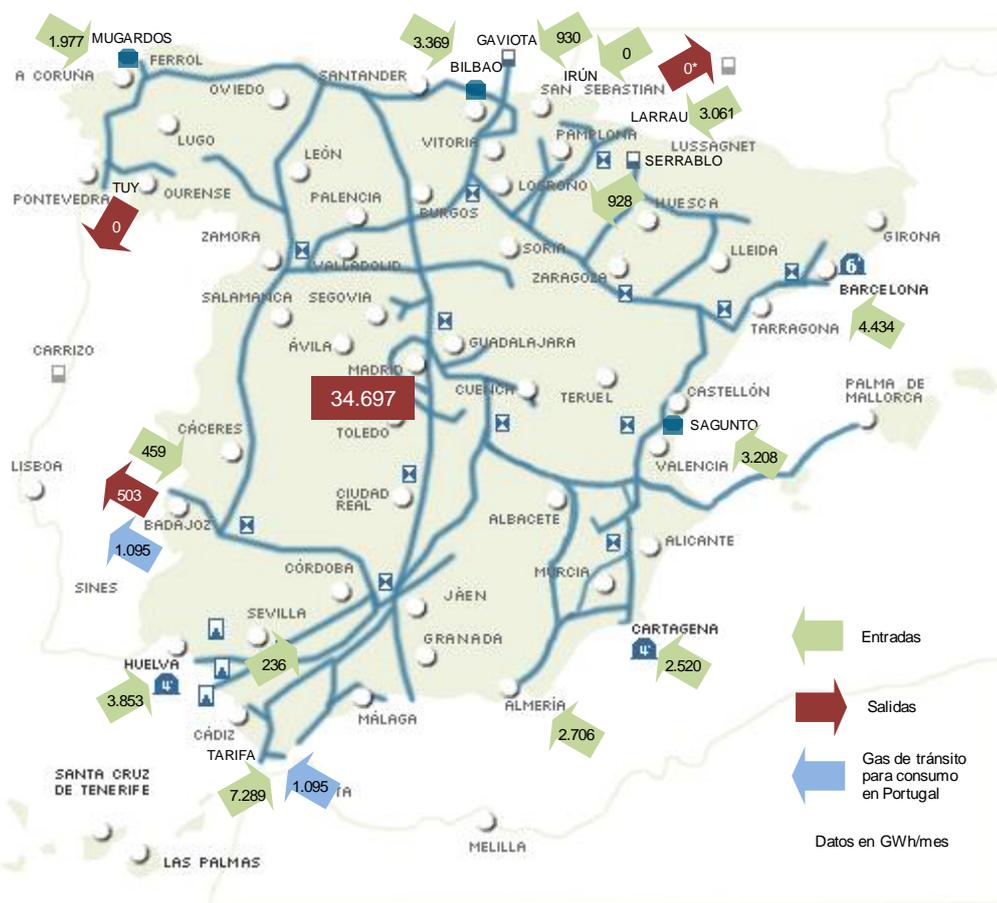


Figura 6. Entradas / salidas en la red de transporte. (* Se indican las operaciones comerciales)

5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de diciembre las existencias en el sistema gasista disminuyeron en un total de 1.402 GWh con respecto al final del mes anterior, quedándose en un valor de 37.478 GWh el día 31.

	Diciembre 2011 (GWh)	Noviembre 2011		Diciembre 2010	
		GWh	% Δ dic11-nov11	GWh	% Δ dic11-dic10
Gas útil AASS	23.907	25.766	-7,2%	19.411	23,2%
Plantas de regasificación	11.253	10.904	3,2%	8.860	27,0%
Red de Transporte	2.318	2.210	4,9%	2.041	13,6%
Total	37.478	38.880	-3,6%	30.312	23,6%

Tabla 4. Existencias finales y variación de las mismas sobre meses anteriores.

A final de mes, el nivel de existencias se repartía de la siguiente forma: un 30,0% en plantas de regasificación, donde aumentaron las existencias respecto del mes anterior un 3,2%, un 63,8% en AASS, con una disminución en las existencias de las reservas totales del 7,2% (gas operativo + extraíble por medios mecánicos) quedándose en 23.907 GWh. Las existencias en gasoductos disminuyeron respecto a noviembre un 4,9% y suponían el 6,2% de las totales. Los niveles de existencias este mes se tradujeron en una autonomía promedio de 35 días respecto a su demanda. El ratio disminuye a 21 días si se considera la demanda punta, registrada el día 17 de diciembre de 2007 con 1.863 GWh.

En relación con las existencias en almacenamientos subterráneos, respecto a diciembre de 2010, se observa un crecimiento del 23,2%, mientras que las existencias de las plantas de regasificación, en relación al mismo mes del año anterior aumentaron un 27,0%.

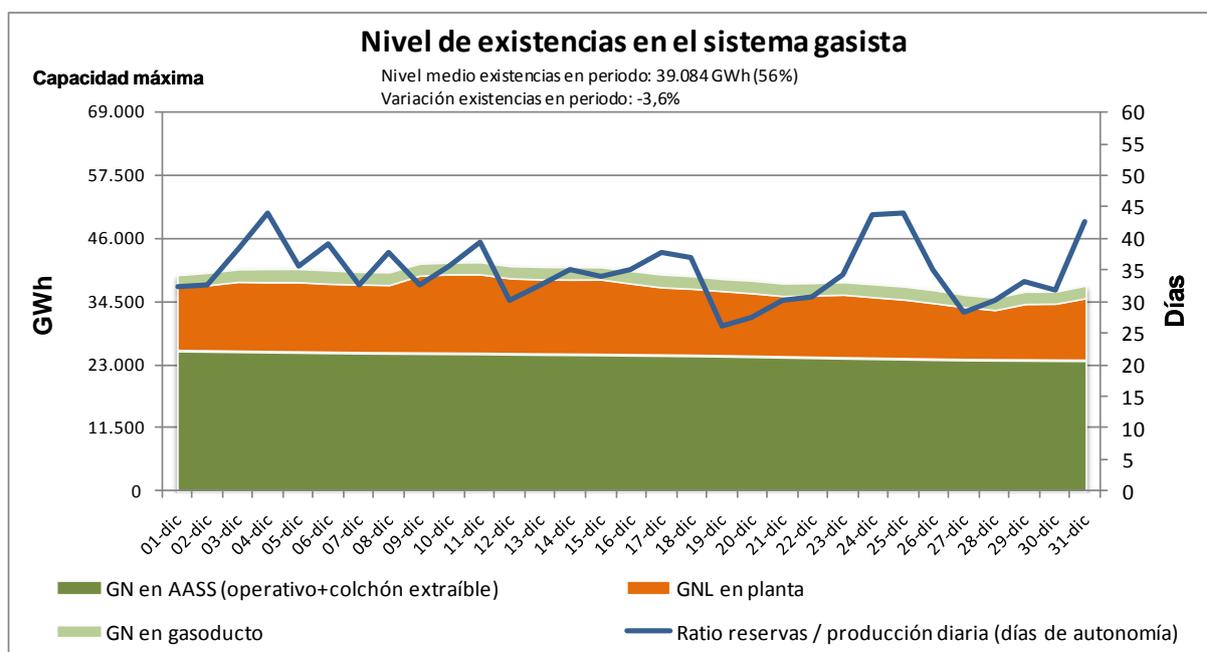


Figura 7. Variación de existencias en el sistema.

El 31 de diciembre los almacenamientos subterráneos se encontraban al 91% de su capacidad, con 40.311 GWh.

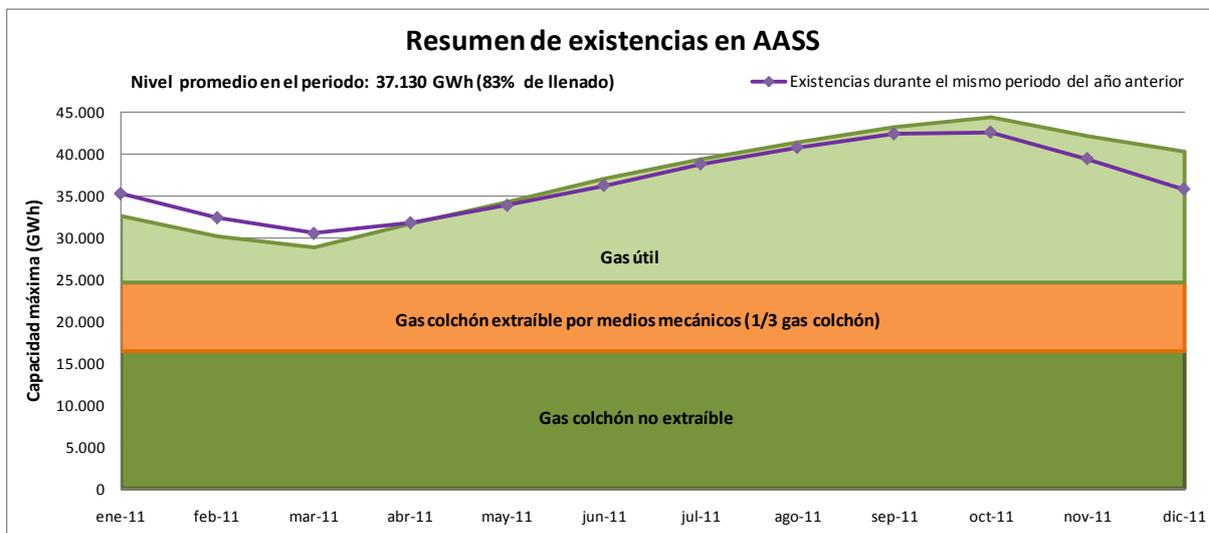


Figura 8. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.668.189 m³ (11.253 GWh) a fin de mes, que equivalen a un 50,6% de la capacidad total de almacenamiento de GNL - el nivel de existencias medio del mes ha sido 11.976 GWh. A lo largo de diciembre el nivel del GNL almacenado registró un aumento de 349 GWh respecto al último día del mes anterior. La autonomía media de las plantas de regasificación en diciembre fue de 16 días en relación a su producción real. Existen variaciones muy significativas en el valor de autonomía entre las distintas plantas de regasificación, que fundamentalmente dependen del nivel de contratación en cada planta.

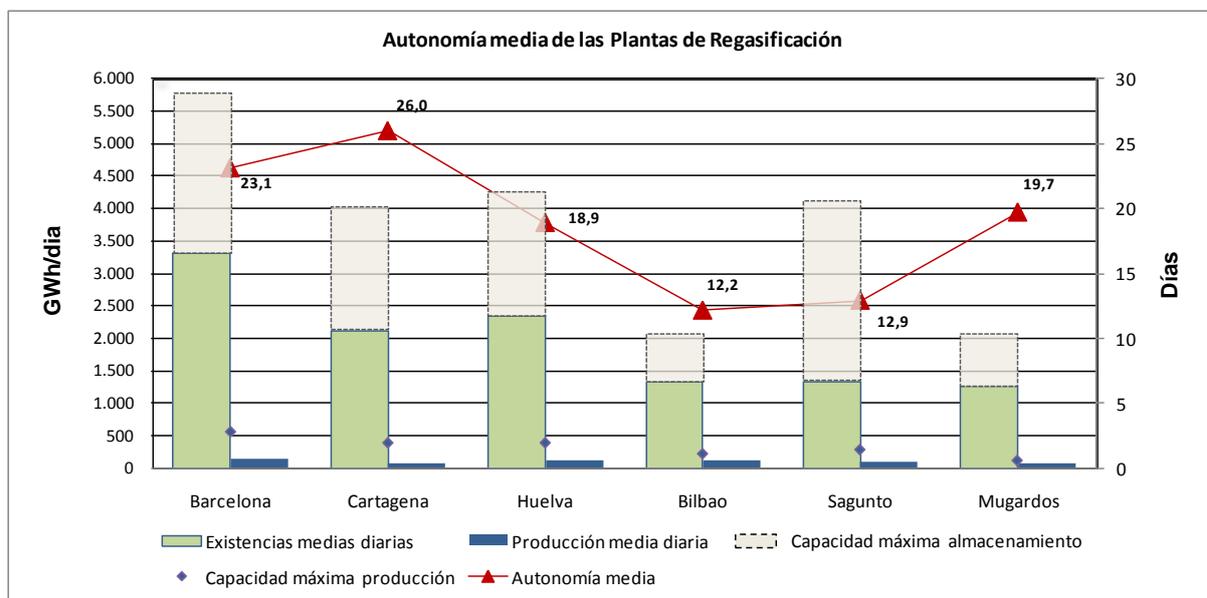


Figura 9. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

6. MÍNIMOS TÉCNICOS

Se especifican en la Tabla 5 los Mínimos Técnicos publicados por el GTS para cada una de las plantas de regasificación y se contabilizan los días que a lo largo del 2011 se ha estado por debajo de esos mínimos técnicos. Los mínimos técnicos publicados no establecen diferenciación entre los días en que las plantas están regasificando y descargando GNL y los días que sólo regasifican, días en los que el trasiego de boil-off es menor.

Plantas	Mínimo Técnico (GWh/día)	Días en el mínimo técnico*		Días por debajo del mínimo técnico*	
		Enero- Noviembre	Diciembre	Enero- Noviembre	Diciembre
Barcelona	128	14	0	2	0
Cartagena	85	63	25	2	1
Huelva	85	1	1	0	0
Bilbao	85	5	0	32	0
Sagunto	57	47	6	2	0
Mugardos	60	49	15	248	1

Tabla 5. Mínimo técnico y días en los que las plantas están en el mínimo técnico y en los que están por debajo.

(* Se considera un margen del 10% dentro del cual la planta está en el mínimo técnico)

Se constata que las únicas plantas que han estado por debajo de los mínimos técnicos han sido Cartagena y Mugardos, y sólo durante un día. No obstante, han funcionado al mínimo técnico durante 25 y 15 días, respectivamente.

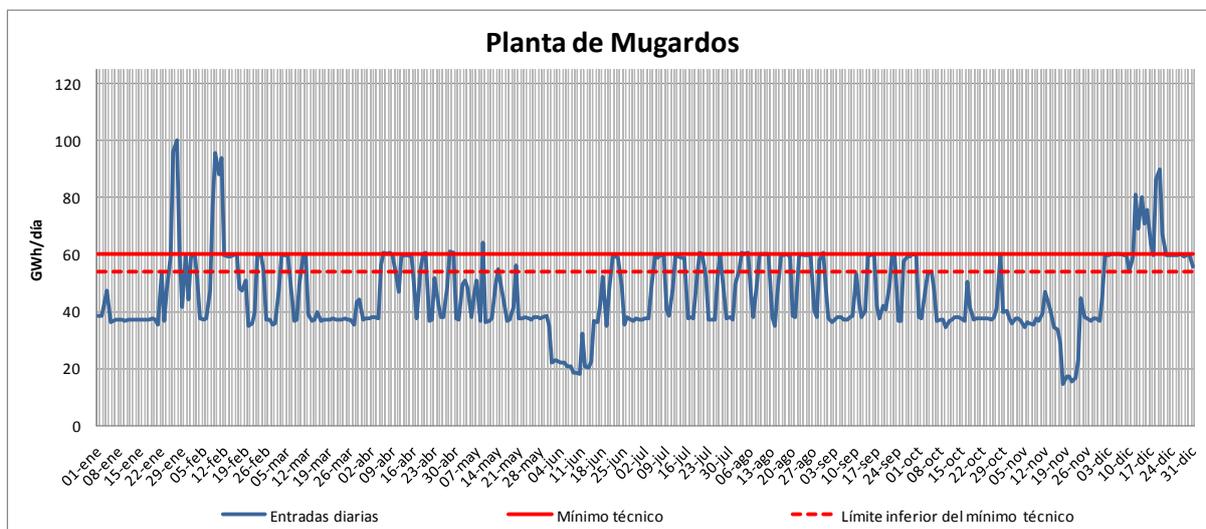


Figura 10. Regasificación en la Planta de Mugardos.

Este mes, en contra de la tendencia de los últimos meses, se descargó y regasificó más GNL por lo que las plantas operaron menos días por debajo del mínimo técnico.

7. ESTUDIO OPERACIONES BRS

Las operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS), y el uso del Gas de Maniobra, permiten al GTS 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 que obra en manos 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.

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 mes se concluye que:

- En el mes de diciembre, el gas de maniobra se ha incrementado en 125 GWh.
- Las instalaciones con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra, durante el mes de diciembre fueron: la planta de regasificación de Mugarodos que aumentó en 315 GWh y los AASS cuyas existencias disminuyeron en 208 GWh.

La Tabla 6 muestra valores de las existencias de gas en las cuentas de gas de maniobra y el saldo de operaciones BRS en el sistema en GWh para el mes de diciembre.

GWh	Existencias Iniciales	Existencias Finales	% Existencias sobre Máx. Capacidad Útil de Almacenamiento	Saldo de operaciones BRS	Mermas y Compensaciones
Red de Transporte	348	318	13%	-58	29
Barcelona	353	274	5%	-87	8
Cartagena	175	294	8%	124	-6
Huelva	141	95	2%	-46	0
Bilbao	73	-93	-5%	-169	3
Sagunto	101	322	9%	211	10
Mugarodos	-113	202	11%	291	23
AASS	-479	-687	-2%	-208	
C.I.				-57	
Total	599	724		0	68

Tabla 6: Localización de existencias de gas de maniobra y operaciones BRS

Se muestra también en el siguiente gráfico, a modo de ejemplo, la comparativa entre los valores de producción real, consignas de operación del GTS, nominaciones de los usuarios y operaciones BRS para la planta de Huelva durante el mes de diciembre.

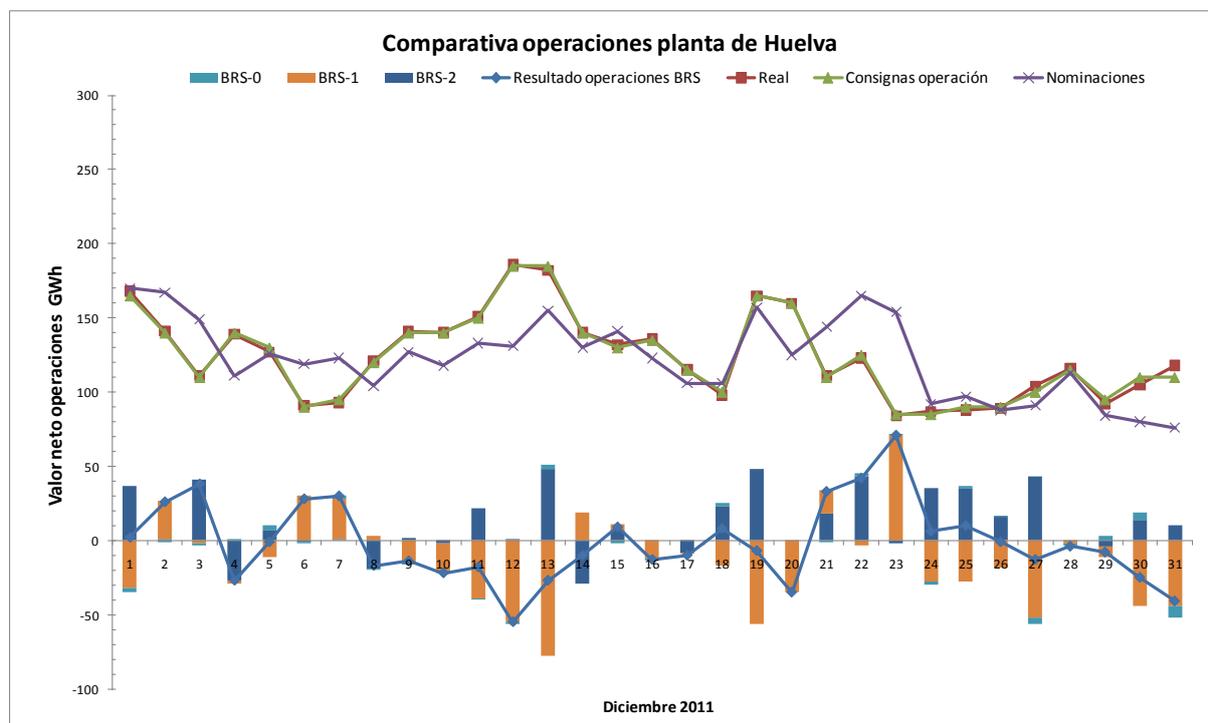


Figura 11. Comparativa consignas y operaciones BRS en planta de Huelva.

Del examen de los valores de las diversas instalaciones se extraen algunas consideraciones reveladoras acerca de la gestión de las operaciones BRS:

- Se producen situaciones en las que el Gestor establece consignas de operación distintas a valores nominados, derivadas de operaciones BRS. En el ejemplo de la planta de Huelva se aprecia cómo las consignas de producción fijadas varios días por el Gestor son superiores a los valores inicialmente nominados por los usuarios.
- 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 mes ocurre en la planta de Bilbao con -93 GWh y en los AASS con -687 GWh. Asimismo, pueden originar existencias finales positivas, como ocurre en el resto de plantas. Es muy llamativo que el GTS esté vaciando los AASS para situar gas de los agentes en las plantas de regasificación, manteniendo así alto el nivel de existencias en las mismas.
- Que el gas de maniobra sea negativo en una instalación, como este mes en los AASS, significa que se ha usado el gas de los comercializadores para emitirlo y operar el sistema; además, para los usuarios, el mantener menores existencias físicas de gas de las que tienen reconocidas en una planta en sus balances comerciales, podría significar que en un momento dado sea imposible dar viabilidad a una programación ante la falta de gas físico.

8. MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Durante el cuarto trimestre de 2011 se han planificado las siguientes operaciones de mantenimiento en las instalaciones del sistema gasista:

OPERACIÓN		FECHA DE LOS TRABAJOS	AFECCIONES
Plantas de regasificación			
Bilbao	Ampliación de instalaciones.	Desde el 15 de Diciembre de 2.010 hasta 2.013	Durante todo el periodo de ejecución de las obras el cargadero de cisternas quedará indisponible. En curso.
	Revisiones semestrales del relicuador	25 de Mayo y 4º trimestre	8 h cada revisión con una producción mínima de 480.000 nm ³ /h y máxima de 550.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Mantenimiento del sistema de agua de mar.	Del 2 al 10 de Noviembre y 23 de Noviembre	9 días. Producción máxima nominal de 200.000 nm ³ /h y sin descarga de metaneros. Además, 8h en un día posterior con la misma limitación. Finalizada.
	Mantenimiento individualizado de los 4 VAM.	Noviembre	2 x 2 días por cada vaporizador con una emisión máxima nominal de 600.000 nm ³ /h. Se procurará su solape con el mtto. del sistema de agua de mar. Finalizada.
	Revisión anual del sistema de alta tensión	Noviembre	144h (6 días) con una producción máxima nominal de 400.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Transferencia línea 6 KV BBE	Noviembre	4 horas. Parada total de emisión. Finalizada.
	Mantenimiento del sistema de agua de mar	A lo largo de todo el año.	Alrededor de 6 paradas de aprox. 24h de duración cada una de ellas, distribuidas a lo largo del año con una producción máxima nominal de 200.000 nm ³ /h y sin descarga de metaneros. Se procurará su realización en domingos. Finalizada.
Huelva	Fase I ORMAT, TIE-IN's RV	Del 7 al 9 de Noviembre	3 días. Sin descarga de buques. Finalizada.
	Fase II ORMAT, aire instrumentación	Del 10 al 12 de Noviembre	3 días. Emisión máxima 900.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Fases III y IV ORMAT, TIE-IN's GNL impulsión GA 115 H/I/J/k y emisario III	Del 28 de Noviembre al 2 de Diciembre	6 días. Limitación de la emisión a 900.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Fase V ORMAT, TIE-IN's GNL impulsión GA 115 E/F/G	Del 21 al 25 de Noviembre	5 días. Limitación de la emisión a 480.000 nm ³ /h Fechas definitivas a confirmar en función del estado del sistema. Finalizada.
	Fase VI ORMAT, TIE-IN's emisario II	Del 14 al 17 de Noviembre	4 días. Limitación de la emisión a 600.000 nm ³ /h. Fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Finalizada.

Barcelona	Prueba de compuertas	Octubre	2 días. Sin descarga de metaneros. Emisión al mínimo técnico. Cancelada.
	Instalación acoples hidráulico en brazos 250M y Sist. de Engrase Centralizado de Rótulas. Fase V	Del 4 al 8 de Octubre	5 días. Sin descarga de metaneros en atraque 250.000. Finalizada.
	Limpieza captación agua de mar nº5	Desde el 17 de Octubre	10 días. Máxima emisión 1.650.000 nm3/h. Finalizada el 28 de Octubre.
	Revisión y Actualización Brazos Atraque 80.000 a Normativa UNE-1532 Interfaz Buque-Tierra	Noviembre	Sin descarga de metaneros en atraque 80.000. Duración 3 x 7 días. Reprogramada para 2.012.
	Retirada de Operación de TK-1200 A/B	Noviembre	9 días. Sin descarga de metaneros en atraque 80.000 Máximas emisiones: a RBG: 1.650.000 y a R45: 300.000 nm3/h. Reprogramada para 2.012.
	Modificación de colectores de aspiración de P5 tras retirada de operación de TK-1200 A/B	Noviembre	7 días. Emisiones máximas: R-72 900.000; R45 300.000 nm3/h. TK-1400 y TK-2001 no operativos para descargas ni emisión. Pendiente Informe MIET. Reprogramada para 2.012.
Cartagena	Sustitución válvula de retención brazos 250M	2ª Quincena Octubre	9 días. Sin descargas en el atraque 250M. Finalizada.
	Actualización Sistema de Control de Seguridad y Sistema de Seguridad Activa.	Noviembre	Tiempo estimado de los trabajos: 10 semanas. Pendiente Planificación de Detalle. Afecciones y fechas definitivas a confirmar en programación mensual. Reprogramada para 2.012.
Sagunto	Limpieza piscina de captación agua de mar.	19 y 26/27 de Septiembre y semanas del 10 y 17 de Octubre	9,5 h/día x 2 días. Emisión máxima 400.000 Nm3/h (desde las 8:00 hasta las 17:30 h) y 2 semanas emisión máxima 750.000 Nm3/h. Finalizada.
	Conexión Tie-ins tanque en construcción	30 de Octubre	16 h. Parada total de emisión. Desde las 8:00h hasta las 24:00 h. Siempre en Sábado/Domingo. Finalizada, sin restricción de emisión.
Gasoductos			
Variante LAV Madrid-Murcia. Gasoducto Valencia-Alicante 30". Entre las pos. 15.26 y 15.26EC		Noviembre / Diciembre	5 días. Afección al gasoducto Valencia-Alicante por corte. Modulación de la Planta de Cartagena con conexión Lorca-Lorca, sin descartar afección a Sagunto y Medgaz. Reprogramada para 2.012.
Variante LAV Madrid-Murcia. Gasoducto Valencia-Alicante 30". Entre las pos. 15.26EC y 15.27		Noviembre / Diciembre	5 días. Afección al gasoducto Valencia-Alicante por corte. Modulación de la Planta de Cartagena con conexión Lorca-Lorca, sin descartar afección a Sagunto y Medgaz. Reprogramada para 2.012.
Variante en Ramal a ENCE por AVE entre Pos. A-7-10 y A-8-6		Noviembre / Diciembre	3 días. Ejecución con Way-T. Pendiente definir posible afección por necesidades de presión y/o caudal. Reprogramada para 2.012.

Variante autovía SE-40 Alcalá de Guadaíra-Dos Hermanas. Gasoducto Sevilla-Madrid 26". Entre pos. F07 y F08	Noviembre / Diciembre	3 días. Posible afección a Planta de Huelva, en función de consumo de CCGT's. Transporte alternativo por el 30". Se realizará antes del periodo invernal. Reprogramada para 2.012.
Variante por canalización del Barranco del Puig. Gasoducto BBV 26". Entre Pos 15.12 y 15.13	Noviembre / Diciembre	4 días. Posibles afecciones a Plantas de Sagunto y Cartagena y CI Almería. Se procurará su realización después de la puesta en servicio del Tivissa Paterna tramo III. Reprogramada para 2.012.
Variante A-8 Otur-Villapedre. Gasoducto Llanera-Villalba Entre Pos I05 y I-06	Noviembre / Diciembre	4 días. Afección al transporte Ruta de la Plata, C.I Tuy y Planta de Mugaros. Reprogramada para 2.012.
Variante en gasoducto León-Oviedo por PI Bobes, entre Pos. 000-001	Noviembre / Diciembre	4 días. Transporte por el gasoducto León-Oviedo interrumpido por corte. Afección a planta de Mugaros, CI Tuy y Tarifa. Reprogramada para 2.012.
Variante en Gasoducto Villalba - Tuy. Entre Pos. I-023 y I-024	Noviembre / Diciembre	4 días. Ejecución con corte. Necesario acuerdo con REN para alimentar a las posiciones I024 e I025 desde la C.I de Tuy. Se realizará antes del comienzo del periodo invernal. Reprogramada para 2.012.
Variante en el gasoducto Haro-Burgos, 26 ". Entre las pos. B04A y B05	Noviembre / Diciembre	3 días. Transporte por el gasoducto Burgos-Madrid interrumpido por corte. Reprogramada para 2.012.
Variante por Gr.43 y A-44, tramo Albolote -Santa Fe. Gasoducto Granada-Motril 10" Entre pos. L06 y L07.	En función de parada programada por los propios clientes	5 días. Precisa ausencia de consumos de Cogeneración Motril y Torraspapel. En análisis su realización mediante toma en carga. Reprogramada para 2.012.
Nuevos puntos de entrega		
Pos-I 25 (Tuy): Ampliación para reversibilidad. Gasoducto Villalba-Tuy	Noviembre / Diciembre	3 días. Afección a la conexión internacional de Tuy. Se realizará antes del comienzo del periodo invernal. Reprogramada para 2.012.
Pos 15.16D Conexión al ramal de Alcora en punto intermedio de su trazado. Duplicación Tivissa-Paterna	Diciembre	2 días. Ejecución con Way-Tee. Condiciones necesarias a definir. Reprogramada para 2.012.
Pos 15.18D Conexión en línea de entrada ERM Pos. 15.09A. Duplicación Tivissa-Paterna	Diciembre	2 días. Ejecución con by-pass provisional. Condiciones necesarias a definir. Reprogramada para 2.012.
Pos 15.22D Conexión en línea de entrada ERM Pos. 15.11, Sagunto. Duplicación Tivissa-Paterna	Diciembre	1 día. Condiciones necesarias a definir. Reprogramada para 2.012.
Pos 15.25D Conexión en línea de entrada ERM Pos. 15.13 EC Paterna. Duplicación Tivissa-Paterna	Diciembre	3 días. EC de Paterna indisponibles. Reprogramada para 2.012.

Estaciones de compresión			
E.C. Coreses: Sustitución SCU en TC-1 a 3.	De 1 de Julio hasta Diciembre	TC's indisponibles de forma secuencial. Finalizada.	
E.C. Lumbier: Instalar un SAI de 400V.	7 de Noviembre	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Zaragoza: Sustitución de la MOV 1301 (aspiración del TC-103).	Diciembre	1 día. EC indisponible. Finalizada.	
E.C. Almodóvar: Inserción de nuevas tomas de muestras de gases de combustión en chimeneas.	Noviembre	1 día de indisponibilidad de cada uno de los 3 Turbos. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Algete: Inserción de nuevas tomas de muestras de gases de combustión en chimeneas.	Noviembre	1 día de indisponibilidad de cada uno de los 2 Turbos. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Alcazar de San Juan: Instalación de nuevo MUS.	Noviembre	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Haro: Modificación FCV.	Noviembre	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Zaragoza: Sustitución del MUS en colector de impulsión de la EC.	Noviembre	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Córdoba: Sustitución del MUS en colector de impulsión/intermedio	Noviembre	1 día. EC indisponible Reprogramada para 2.012.	
E.C. Sevilla: Sustitución del MUS en colector de impulsión.	Noviembre	1 día. EC indisponible. Reprogramada para 2.012.	
EC Crevillente . Modificación venteo y pos. 15.26EC por afección LAV	Noviembre / Diciembre	4 días EC indisponible. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Denia: Inserción nudo 15.20.4.	Noviembre / Diciembre	Pendiente Planificación de detalle. Restricción en gasoducto Balear durante 5 días. Reprogramada para 2.012.	
E.C. Crevillente: Instalación arranques eléctricos.	Diciembre	5 días TC-1 indisponible y 2 días TC-2 indisponible. Reprogramada para 2.012.	
Conexiones internacionales			
Larrau	Trabajos en AS TIGF.	5 de Octubre	1 día. Sin flujo. Afección a usuarios. Finalizada.
	Paso de PIG entre St Medard y Mazarolles	Del 17 al 21 de Octubre	5 días. Flujo máximo Francia > España 70 GWh/día. Afección a usuarios. Finalizada.
Irún	Trabajos en red de TIGF	6,15 y 23 de Septiembre y 6 de Octubre	4 días. Necesidad de flujo físico aprox. 20.000 nm ³ /h en sentido España > Francia. Finalizada.
	Trabajos en AS TIGF.	5 de Octubre	1 día. Sin flujo. Afección a usuarios. Finalizada.

Tabla 7. Operaciones de mantenimiento previstas para el cuarto trimestre de 2011.

9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2011

PLANTA	Ampliación capacidad	Fecha	Promotor
Barcelona	8º tanque (150.000 m ³)	Febrero	Enagás
Sagunto	4º tanque (150.000 m ³)	Diciembre	Saggas

GASODUCTO	Long. (km)	Diám. (")	Fecha	Promotor
Segovia-Otero de los Herreros	22	12	Diciembre 2010	Endesa
Argelia-España (Tramo Beni Saf-Almería)	210	24	Marzo	Medgaz
Duplicación Tivissa-Paterna (Tramo norte)	113	40	Junio	Enagás
Algete-Yela	87	26	Agosto	Enagás
Gasoducto a Besós	23	26	Agosto	Enagás
Linares-Úbeda-Villacarrillo	72	8	Septiembre	Endesa
Otero de los Herreros-Ávila	57	12	Septiembre	Endesa
Gasoducto a Castor	12	30	Noviembre	Enagás
Duplicación Tivissa-Paterna (Tramo sur)	61	40	Diciembre	Enagás

ESTACIÓN DE COMPRESIÓN	Potencia instalada (kW)	Fecha	Promotor
Villar de Arnedo	36.300	Febrero	Enagás
Chinchilla	45.870	Septiembre (en pruebas)	Enagás
Denia	14.760	Diciembre (en pruebas)	Enagás

Tabla 8. Infraestructuras con entrada en operación durante el año 2011.

10. SEGUIMIENTO DE LA MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

CALENDARIO CSSG 2011

ENERO						
L	M	X	J	V	S	D
			6		7	8
3	4	5				
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

FEBRERO						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28						

MARZO						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30	31			

ABRIL						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

MAYO						
L	M	X	J	V	S	D
						1
	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

JUNIO						
L	M	X	J	V	S	D
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30		

JULIO						
L	M	X	J	V	S	D
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

AGOSTO						
L	M	X	J	V	S	D
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28
29	30	31				

SEPTIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	

OCTUBRE						
L	M	X	J	V	S	D
3	4	5	6	7	8	9
10	11	12	13	14	15	16
17	18	19	20	21	22	23
24	25	26	27	28	29	30
31						

NOVIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
	1	2	3	4	5	6
7	8	9	10	11	12	13
14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27
28	29	30				

DICIEMBRE						
L	M	X	J	V	S	D
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

CSSG
NGTS

Tabla 9. Calendario de reuniones del año 2011

SUBGRUPOS de TRABAJO de las NGTS

1. Modificación del PD-01 (30/11/2010)
2. Subgrupo para revisión de las NGTS en relación a diversos aspectos relacionados con la programación, los repartos y el balance (29/02/2012)

Tabla 10. Subgrupos de trabajo del grupo de NGTS en marcha

PROPUESTAS DE PROTOCOLOS FINALIZADOS POR EL GRUPO DE NGTS (remitidos para aprobación del MIET)

1. Carga de cisternas con destino a planta satélites
2. Asignación de slots
3. Nominación y reparto en conexiones internacionales con Europa
4. Asignación de viabilidades, entradas mínimas y congestiones
5. Congestionamientos en tanques de GNL

Tabla 11. Protocolos finalizados remitidos para consideración del MIET

GRUPO de TRABAJO de MÍNIMOS TÉCNICOS de la CNE

1. Presentación y asignación de tareas (13/12/2011)

Tabla 12. Grupo de trabajo para la revisión de los mínimos técnicos de operación de las plantas de regasificación y los mínimos zonales