



Comisión
Nacional
de Energía

Dirección de Gas
Subdirección de Gestión Técnica

BOLETÍN DE SUPERVISIÓN DE LA GESTIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA GASISTA

Enero 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. PREVISIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL MES DE ENERO
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

Situación de operación excepcional nivel 0. Desvío de buques

Debido a la declaración de Fuerza Mayor que provocó la parada de parte de las instalaciones de licuefacción de Nigeria, se hizo preciso variar la programación de ciertos buques. Fue necesario el desvío de un buque originalmente destinado a la planta de Huelva a la planta de regasificación de Cartagena.

En concreto, se desvió el buque CÁDIZ KNUTSEN de 135.000 m³ de GNL, con llegada prevista el día 27 de enero de 2011 a Huelva, a la Planta de Cartagena.

Plan de Actuación Invernal: Ola de frío

Desde el mes de Noviembre y hasta el 31 de Marzo de 2011, estará en vigor el *Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista* según lo aprobado en la resolución de 11 de noviembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

La entrada en vigor de dicho plan conlleva el cumplimiento de dos reglas por los distintos agentes del sistema:

Regla 1ª.- Existencias mínimas de gas natural licuado (GNL) en plantas de regasificación.

- “El GTS podrá declarar no viable el programa mensual de un usuario si en algún momento del mes las existencias totales de GNL de dicho usuario fueran a ser inferiores a tres días de la capacidad de regasificación contratada en el conjunto de las plantas de regasificación del sistema, o si en algún momento las existencias de un usuario en una planta fueran inferiores a dos días del total de la capacidad contratada en dicha planta”.

Del análisis de los datos proporcionados por el GTS se comprueba que durante todos los días del mes de Enero las existencias de GNL en cada planta fueron superiores a tres días de la regasificación contratada en cada planta. No se dispone todavía de información para comprobar si las programaciones han resultado viables para cada usuario individualmente.

Regla 2ª.- Ola de frío

“Se entenderá por olas de frío aquellas situaciones en que la temperatura significativa para el sistema gasista calculada por el GTS se sitúe en valores inferiores a los incluidos en una banda de fluctuación¹ durante al menos 3 días consecutivos, cuando Protección Civil declare alerta por impactos previstos de fenómenos meteorológicos o cuando la previsión de la demanda convencional diaria supere los 1.020 GWh (...)”.

¹ La banda estará constituida por las temperaturas que no difieran de la curva de referencia en más de 3,5 °C. La curva de referencia representa la temperatura media de los quince días anteriores y posteriores a cada día registrada durante los 10 últimos años.

“El GTS informará a los usuarios de sus previsiones generales de la demanda convencional del sistema y de la demanda extraordinaria del Grupo 3 debida a olas de frío, desagregada por zonas geográficas y calculada en función de valores tabulados recogidos en la resolución (...)”

“En el estudio de la viabilidad de las programaciones mensuales, el GTS verificará que son viables tanto las programaciones asociadas a la demanda esperada como las programaciones que deberían realizarse en caso de producirse una ola de frío”.

Entre el viernes 21 de Enero y el martes 1 de Febrero se anunció un descenso significativo de las temperaturas, incurriendo según los criterios definidos en el *Plan de Actuación Invernal 2009-2010* en la declaración de "Ola de frío".

Según el GTS, las bajadas de temperatura se tradujeron aproximadamente en un incremento de demanda del sector convencional, principalmente del sector residencial (Grupo 3) de +1.747 GWh durante todo el periodo, respecto al nivel medio, afectando principalmente a los comercializadores responsables del suministro al Grupo 3. La ola de frío tuvo un efecto de "inercia" en la demanda de gas en los días posteriores a la ola de frío.

■ Δ Demanda extraordinaria Grupo 3 respecto sistema previsión PATRONES

GWh/día	21-ene Real	22-ene Real	23-ene Real	24-ene Real	25-ene Real	26-ene Real	27-ene Real	28-ene Real
Total Sistema	+74	+164	+184	+188	+158	+141	+113	+79
en Zona 1: Levante	+2	+16	+12	+14	+11	+12	+11	+6
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+18	+46	+53	+49	+47	+41	+32	+17
en Zona 3: Valle del Ebro	+21	+42	+48	+51	+36	+37	+23	+23
en Zona 4: Noroeste	+1	+4	+4	+7	+8	+6	+3	+2
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+33	+56	+68	+66	+56	+44	+44	+30

GWh/día	29-ene Real	30-ene Real	31-ene Real	1-feb Prev	2-feb Prev	3-feb Prev	4-feb Prev	Acumulado
Total Sistema	+79	+119	+99	+109	+99	+84	+58	+1.747
en Zona 1: Levante	+11	+8	+11	+13	+12	+10	+6	+156
en Zona 2: Barcelona - Tivissa	+7	+25	+8	+13	+14	+14	+7	+393
en Zona 3: Valle del Ebro	+28	+37	+37	+26	+21	+16	+10	+455
en Zona 4: Noroeste	+4	+5	+3	+5	+4	-	-	+55
en Zona 5: resto de Oeste de Haro	+29	+44	+40	+52	+48	+44	+34	+688

Normativa aprobada

- Resolución de 31 de enero de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y 31 de marzo de 2012 (BOE 08/02/2011).

2. DEMANDA DE GAS

La demanda nacional alcanzó en enero un valor de 40.050 GWh, un 4,8% superior a lo previsto por el GTS en el plan de operación.

	Demanda enero 2010 GWh	% Δ sobre previsto
Demanda transportada por gasoducto	38.858	4,6%
Convencional por gasoducto	27.828	6,8%
Generación eléctrica	11.030	-0,7%
Demanda de cisternas	1.192	10,5%
Demanda total	40.050	4,8%

Tabla 1. Demanda de gas durante el mes de enero

La demanda mensual de gas registró en enero de 2011 un descenso del 0,3% sobre los valores del año anterior. Esta reducción fue motivada por el descenso del aporte de los ciclos, que se reduce un 3,9% respecto a 2010 y a pesar del incremento de las entregas de gas para el sector convencional, que ascienden un 1,2%. El aporte de los CTCCs supuso el 20% de la generación total. A su vez se produjo un incremento de las contribuciones de la generación nuclear, hidráulica y una reducción de la eólica. Respecto a enero de 2009, la demanda registrada en 2011 es un 1,51% superior.

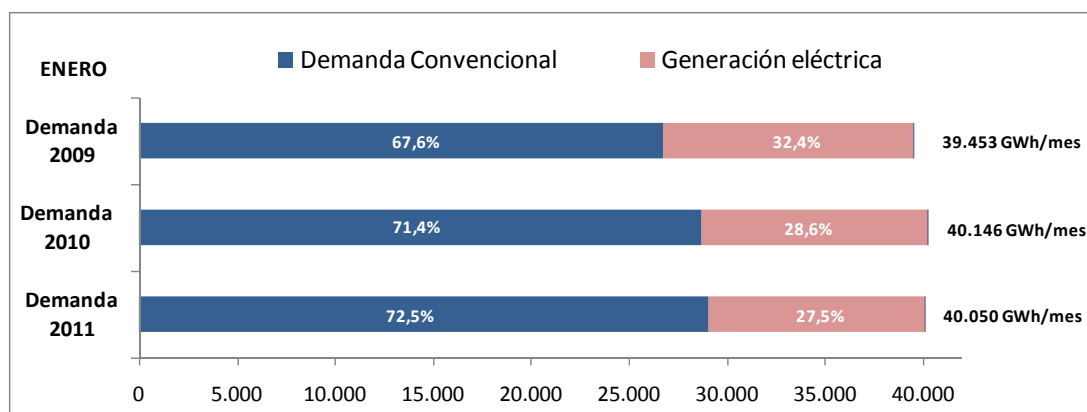


Figura 1. Comparativa anual de porcentajes de tipo de demanda en el mes de enero.

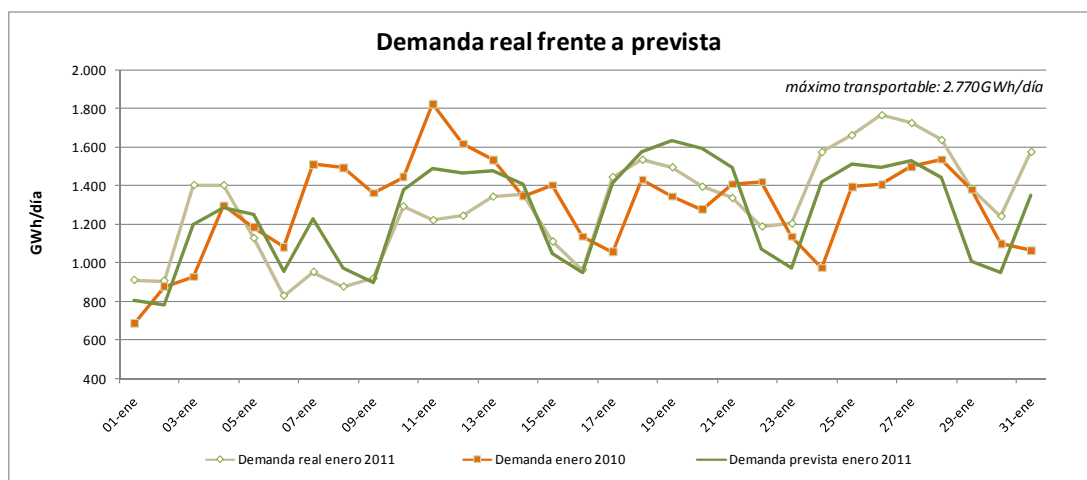


Figura 2. Comparativa de demandas reales.

3. GESTIÓN DE ENTRADAS DE GAS

A continuación se muestra una tabla con las principales entradas de gas a la red de gasoductos durante el mes de enero, y su variación sobre el valor inicialmente previsto:

	Real enero 2010	%Δ sobre previsto
Regasificación	25.647	-4,15%
Importaciones netas C. Internacionales	9.909	12,36%
Extracción Almacenamientos	3.170	6,81%
Producción Yacimientos	107	8,97%
Total entradas	38.834	-0,04%

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

Las entradas desde plantas de regasificación supusieron el 66% del valor total neto, por tanto, la parada de los aprovisionamientos de Nigeria no han supuesto una importante afección. El factor de utilización máximo de las entradas al sistema en enero tuvo lugar el día 26 y fue del 62%. En este día se alcanzó la máxima demanda del mes con 1.718 GWh/día.

La cantidad de GNL descargada por los buques metaneros en plantas de regasificación alcanzó un valor de 26.087 GWh, inferior al valor previsto en un 12,5%. El número de buques descargados, un total de 39, fue igual al programado.

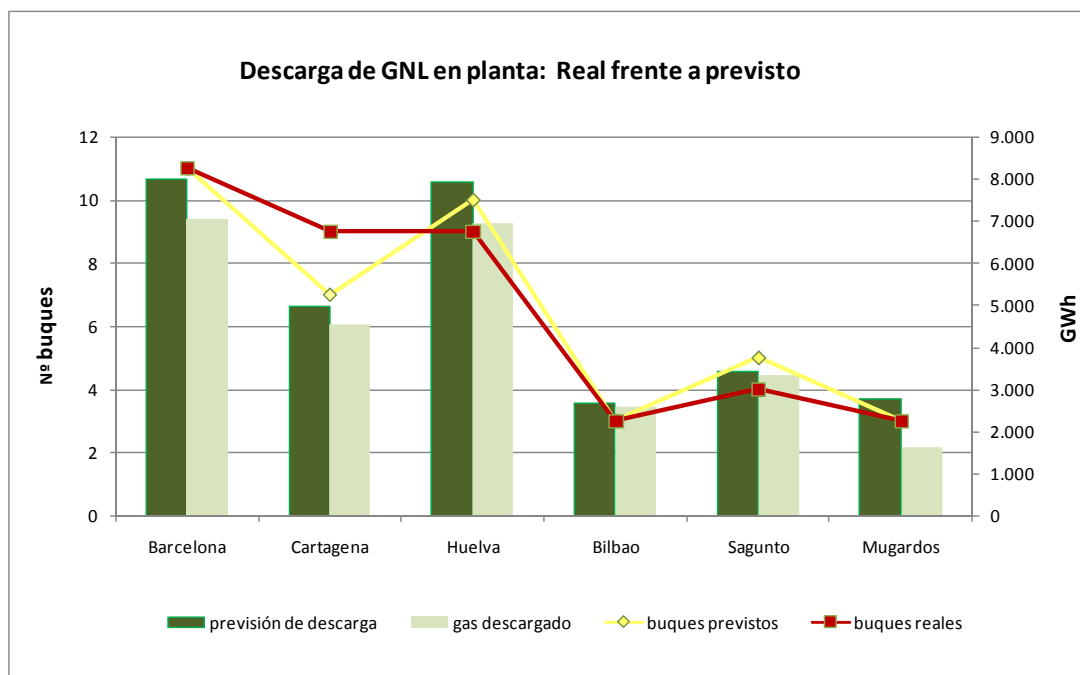


Figura 3. Descargas en plantas de regasificación

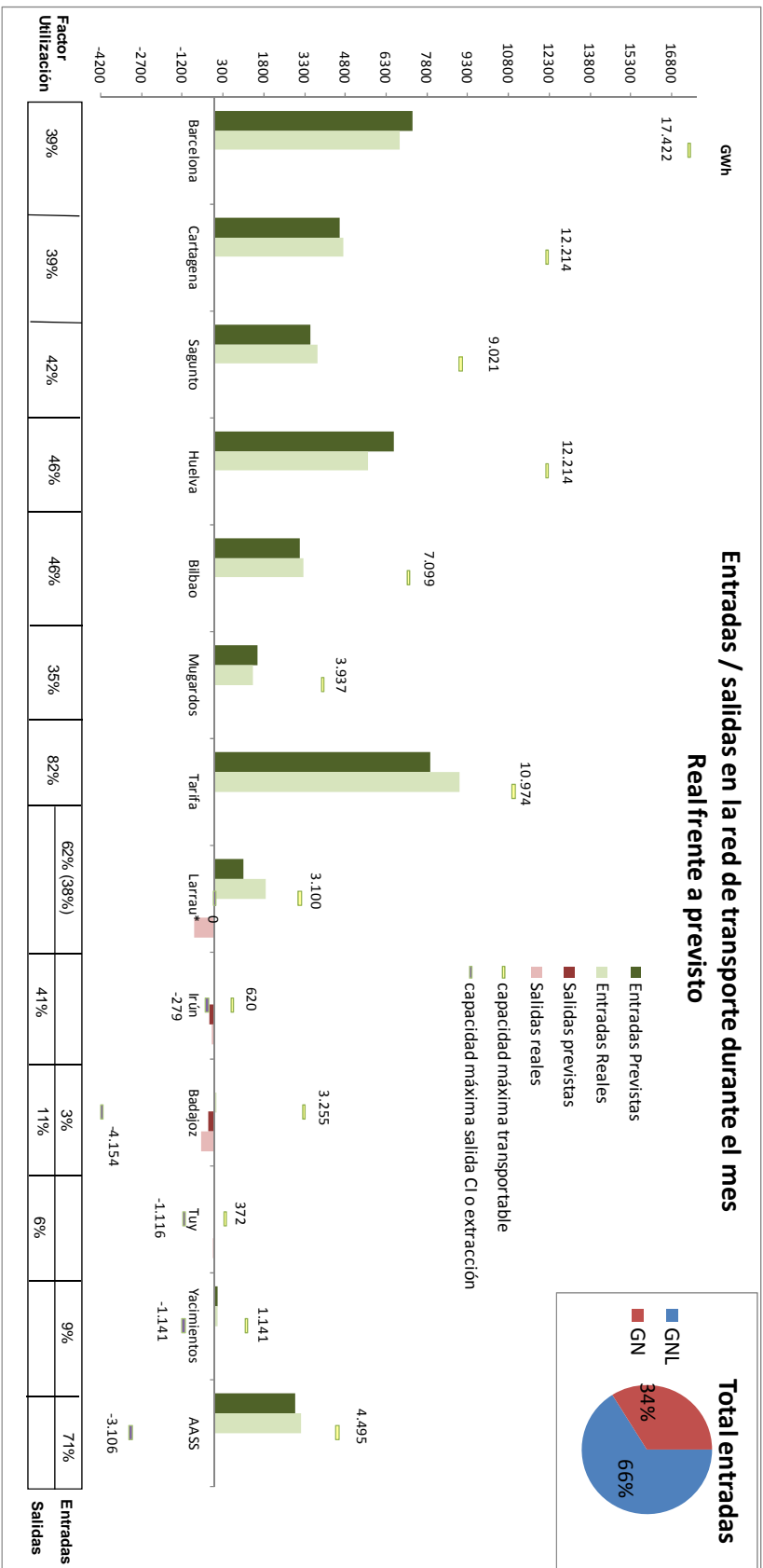


Figura 4. Entradas/salidas en la red de transporte

- Valores negativos indican salida/inyección
 - Datos capacidades máximas transportables según ENAGÁS
 - Las capacidades máximas transportables de entrada al sistema desde las plantas, las interconexiones, así como de los AASS y yacimientos, dependen del consumo efectivo de la zona
- * Factor de utilización contabilizados los flujos comerciales (Factor de utilización para los flujos físicos)

4. BALANCE ENTRADAS - SALIDAS DE GAS

En enero el balance entre las entradas y salidas de gas de la red de gasoductos muestra un déficit de 25 GWh.

ENTRADAS	GWh / mes	SALIDAS	GWh / mes
Regasificación	25.647	Demanda por gasoducto	38.859
Importaciones C. Internacional	11.292	Exportaciones C. Internacional	1.383
Extracción AASS	3.170	Inyección AASS	0
Producción yacimientos	107	Inyección en yacimientos	0
Total	40.217	Total	40.242
BALANCE RED DE TRANSPORTE		40.217 – 40.242 = -25 GWh	

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

Se han producido exportaciones de gas por las conexiones internacionales con destino a Portugal por un valor de 543 GWh y a Francia por valor de 840 GWh. En la conexión internacional por Badajoz, el flujo físico de gas es actualmente de exportación. En las conexiones con Francia el flujo neto es de importación, si bien se contabilizan exportaciones por operaciones comerciales a través de Larrau, y físicas a través de Irún.

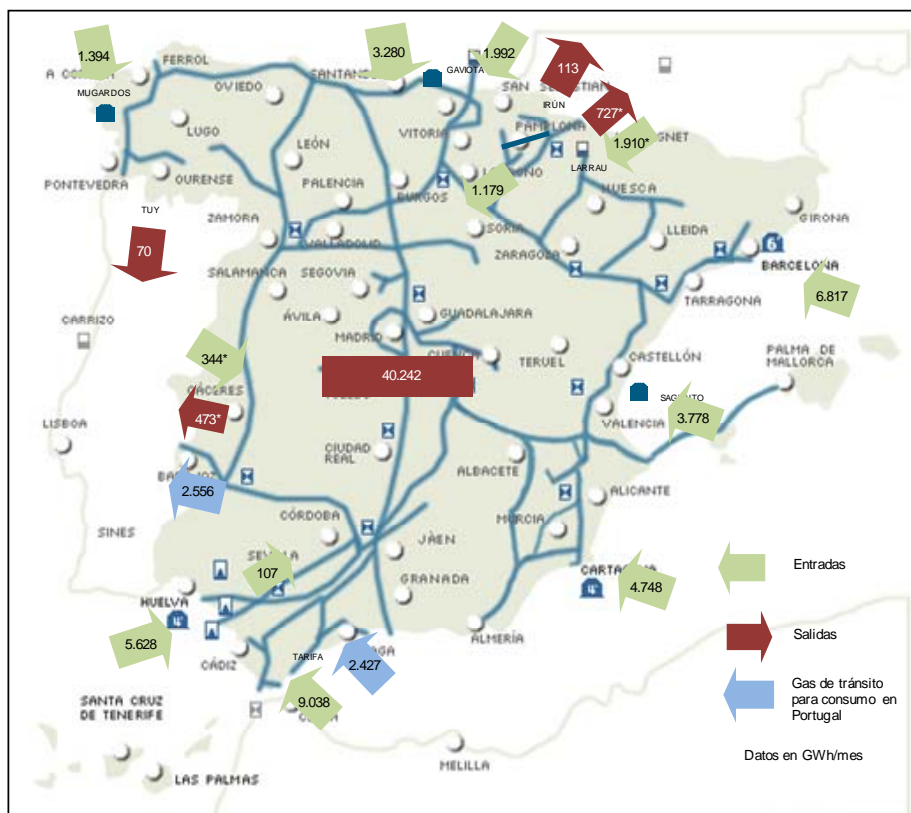


Figura 5. Entradas / salidas en la red de transporte.

* Se indican las operaciones comerciales.

5. NIVEL DE EXISTENCIAS EN EL SISTEMA

Durante el mes de enero las existencias en el sistema gasista disminuyeron en un total de 3.897 GWh con respecto al final del mes anterior, alcanzando un valor de 26.325 GWh el día 31.

	Existencias finales enero 2011 GWh	Existencias finales diciembre 2010		Existencias finales enero 2010	
		GWh	%Δ dic10-ene11	GWh	%Δ ene10-ene11
Gas útil AASS	16.241	19.411	-16,3%	18.837	-13,78%
Plantas de regasificación	8.009	8.860	-9,6%	9.419	-14,97%
Red de Transporte	2.075	2.041	1,7%	2.227	-6,83%
Total	26.325	30.312	-13,2%	30.483	-13,64%

Tabla 4. Existencias finales y variación de las mismas sobre el mes anterior.

A final de mes, el nivel de existencias se repartía de la siguiente forma: un 30% en plantas de regasificación, un 62% en AASS (gas operativo + extraíble por medios mecánicos) y un 8% en gasoductos. Los niveles de existencias este mes se tradujeron en una autonomía promedio de 25 días en relación a la demanda diaria media. El ratio disminuye a 16 días si se considera la demanda punta, registrada el día 17 de enero de 2007 con 1.863 GWh.

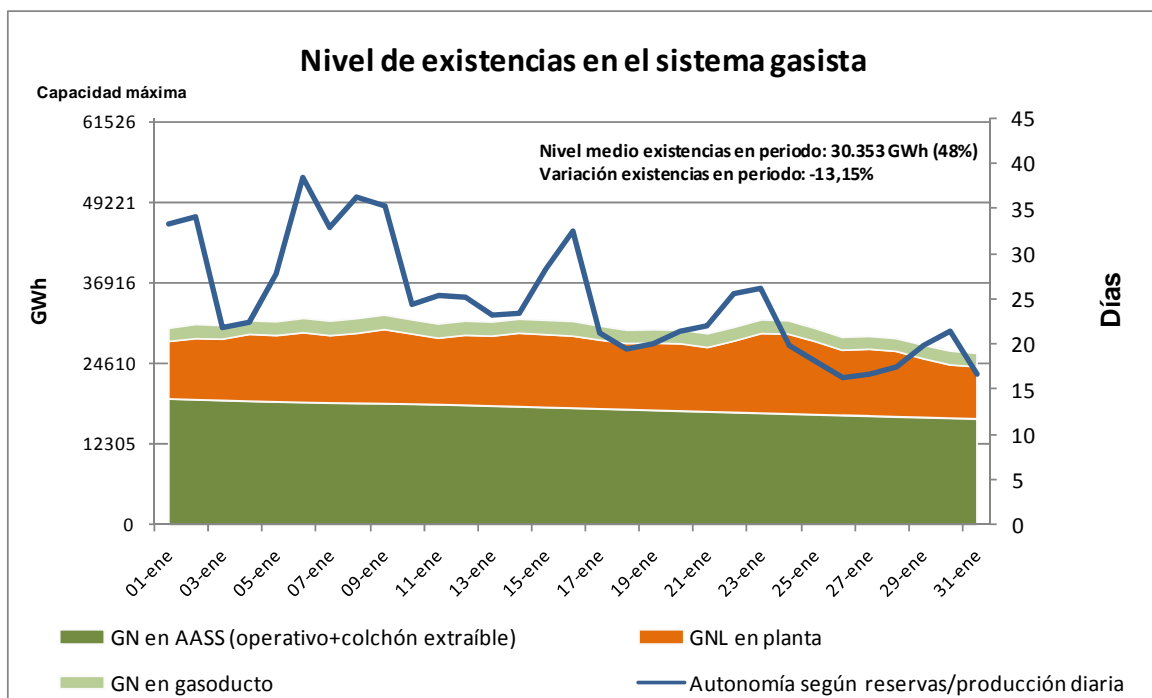


Figura 6. Variación de existencias en el sistema.

El 31 de enero, la capacidad de los almacenamientos subterráneos se encontraba al 73%, con 32.613 GWh. De esta cantidad, el gas útil, operativo más colchón extraíble por medios mecánicos, representaba ese día 16.241 GWh.

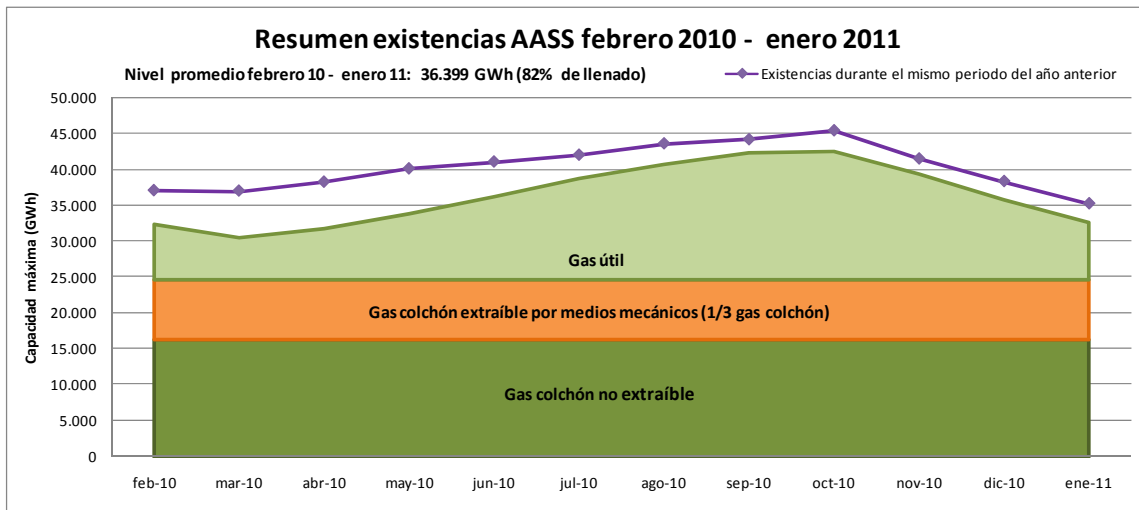


Figura 7. Existencias interanuales en los almacenamientos subterráneos.

Por su parte, el nivel de existencias de GNL en el sistema sumaba 1.187.323 m³ (8.009 GWh) a fin de mes, que equivalen a un 47% de la capacidad total de almacenamiento de GNL. Por su parte el nivel de existencias medio del mes ha sido 1.540.448 m³ (10.391GWh). A lo largo de enero el nivel de existencias registró un descenso de 851 GWh. La autonomía media de las plantas de regasificación en enero fue de 12 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.

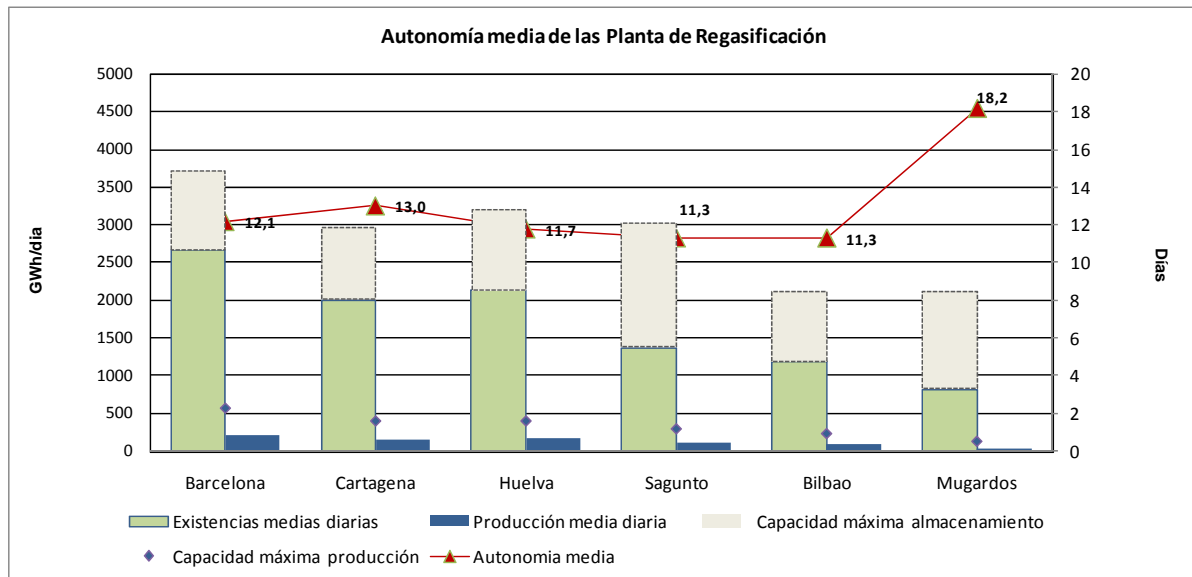


Figura 8. Autonomías, niveles de existencias y producciones medias en las plantas de regasificación.

6. PREVISIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL MES DE FEBRERO

Las principales magnitudes programadas para el mes de febrero de 2011 en relación con la operación del sistema se resumen en la tabla 5. El balance de las entradas del sistema frente a las salidas programadas se traduce en un déficit de 555 GWh.

Además, a lo largo del mes se espera la descarga de un total de 39 buques de GNL, que suman 23.703 GWh. La autonomía promedio esperada del sistema durante el mes es de 21,1 días, y la de las plantas de regasificación es de 6,3 días.

ENTRADAS FEBRERO		GWh	Proporción GNL - GN
Regasificación desde Planta GNL	Barcelona	6.040	71%
	Cartagena	3.199	
	Huelva	3.259	
	Bilbao	3.470	
	Sagunto	5.194	
	Mugardos	1.600	
	Total	22.762	
Conexión internacional	Tarifa	8.352	29%
	Larrau	924	
	Badajoz	24	
	Irún	0	
	Tuy	0	
	Total	9.299	
Producción yacimientos		89	
Extracción AASS		2.803	
Total		34.953	100%
SALIDAS FEBRERO			
Exportaciones		209	
Demanda por gasoducto	Convencional	24.427	
	Generación eléctrica (*)	9.895	
	Total	34.321	
Demanda cisternas		978	
Inyección yacimientos		0	
Inyección AASS		0	
Total		35.508	

(*) Demanda calculada como diferencia entre las previsiones del gas transportado por gasoducto y las previsiones de demanda convencional de ENAGÁS para el mes de febrero.

Tabla 5. Balance entradas / salidas del sistema programadas para el mes de febrero.

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:

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

$BRS-0$ = Gas emitido – Consigna de operación del GTS

$BRS-1$ = Operaciones nominadas por el GTS para el buen funcionamiento del sistema

$BRS-2$ = Consigna de operación del GTS – 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:

- La instalación con una mayor variación en la cuenta de gas de maniobra, durante el mes de enero, fue la planta de regasificación de Barcelona, que aumentó en 493 GWh sus existencias, alcanzando un valor de 481 GWh.
- Se produjeron varios ajustes comerciales entre las plantas de Cartagena y Huelva, derivados del desvío de buques por las SOEs comentadas.

La siguiente tabla muestra valores provisionales 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 enero. No se dispone del dato de mermas en la red de transporte, por lo que los valores totales de existencias no son definitivos.

	Existencias Iniciales	Existencias Finales	% Existencias sobre Max. Capacidad útil de Almacenamiento	Saldo operaciones BRS	Mermas y Compensaciones	Ajustes Comerciales
Red de Transporte	-175	361	17%	536	0	
Barcelona	-12	481	14%	476	17	0
Cartagena	298	-181	-7%	-1365	-1	887
Huelva	266	-29	-1%	593	-1	-887
Bilbao	49	102	5%	49	4	0
Sagunto	154	247	9%	80	12	0
Reganosa	34	-58	-3%	-100	8	0
AASS	222	1	0%	-221	-	
C.I.				-49		
Total	836	875		0	39	0

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 Cartagena, durante el mes de enero.

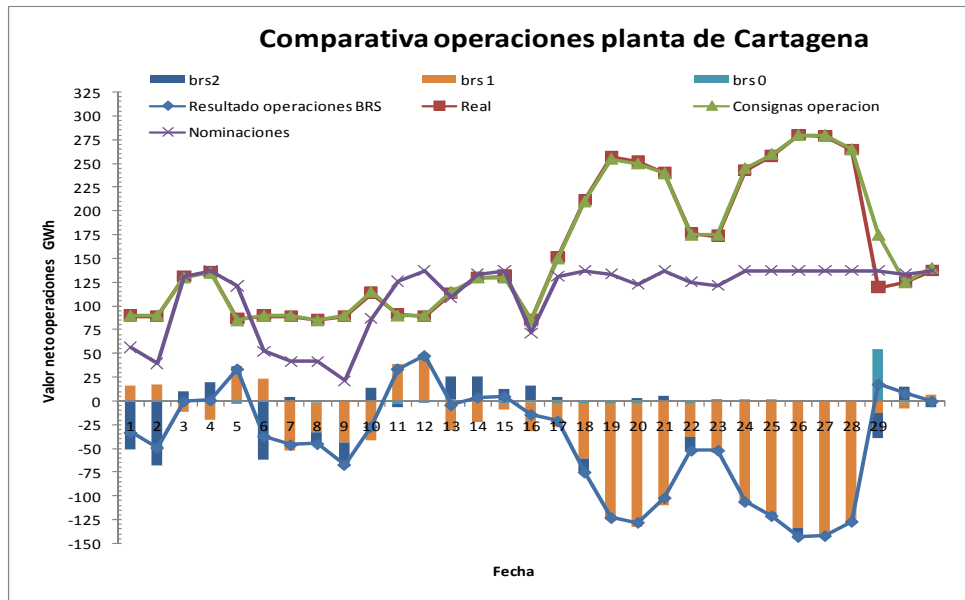


Figura 10. Comparativa consignas y operaciones BRS en Planta de Cartagena

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

- Frecuentemente los usuarios realizan nominaciones de entrada al sistema de transporte constantes, que no parecen ajustarse a la variación de sus consumos, amparados por la flexibilidad establecida por la regulación en el balance entre entradas y salidas y en la confianza de que el GTS, con operaciones BRS, equilibra la red.
- Por otro lado 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 Cartagena se aprecia como las consignas de operación fijadas por el Gestor superan los valores inicialmente nominados a fin de cubrir las menores entradas desde Huelva, por el desvío del buque comentado.
- Las operaciones BRS implican movimientos del gas de maniobra entre las distintas infraestructuras. En las plantas pueden originar existencias finales de gas de maniobra negativos, como es el caso este mes en la planta de Cartagena con -181 GWh, o positivas como ocurre en la mayoría de las plantas este mes.
- Que el gas de maniobra sea negativo en una instalación significa que se ha usado el gas de los comercializadores para emitirlo al sistema de transporte 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 primer 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 15 de Diciembre de 2010 hasta 2.013	Durante todo el periodo de ejecución de las obras el cargadero de cisternas quedará indisponible. En curso.
	Reparación de avería eléctrica BBE	1 de Febrero	11 horas. Indisponible la vaporización mediante agua de mar. Producción máxima teórica 200.000 nm ³ /h.
	Mtto. eléctrico BBE	Del 14 al 18 de Febrero	5 días. Indisponible la vaporización mediante agua de mar. Producción máxima teórica 200.000 nm ³ /h.
	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, con una producción máxima nominal de 200.000 nm ³ /h y sin descarga de metaneros. Se procurará su realización en domingos.
Barcelona	Puesta en Marcha TK-3003	Marzo	4 días. Sin descarga de metaneros. Fechas definitivas a confirmar en la programación mensual previa.
Cartagena	Reparación brazo de descarga de líquido atraque 250M	Del 21 al 25 de Enero	5 días. Sin descargas de buques grandes. Finalizada.
	Desmantelamiento viejo relicuador Fase I	Del 17 al 21 de Enero	5 días. Sin producción de los tanques 221 ni 201. Emisión máxima 1.200.000 nm ³ /h. Finalizada.
	Desmantelamiento viejo relicuador Fase II	Febrero	3 días. Sin descargas de buques. Sin carga de cisternas de 08:00 a 14:00 h. A confirmar en fechas previas en función del estado del sistema.
Gasoductos			
Conexión de la variante del PK 136 del gasoducto Sevilla - Córdoba. Entre las pos. F07.07 y F14		Desde el 4 de Enero hasta Marzo	8 semanas desde el inicio de los trabajos de la variante. Afección a la producción y descargas de la Planta de Huelva. En curso.
Conexión de la variante del gasoducto ramal a Vilches.		18 y 19 de Enero	2 días. Afección al cliente del ramal. Finalizada.
Nuevos puntos de entrega			
Sustitución válvulas motorizadas MOV-2/3.Pos. D04. ESC. Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias		Marzo	Toma en carga, 3 días. Pendiente definir posible afección por necesidades de presión y/o caudal.

Sustitución válvula motorizada MOV-3.Pos. D06. ESC Gasoducto Burgos-Cantabria-Asturias		Marzo	Toma en carga, 2 días Pendiente definir posible afección por necesidades de presión y/o caudal.
Estaciones de compresión			
EC de Villar de Arnedo. Modificación del nudo de la pos. 31.		Febrero	4 días. Interrupción parcial del gasoducto BVV y Larrau-Villar de Arnedo. La fecha definitiva se programará para no afectar al transporte real.
E.C. Navarra: Retirada de filtros temporales de TC-1 y TC-2.		Marzo	2 días cada TC. Indisponibles secuencialmente.
E.C. Paterna: Sustitución SCU en TC-1 a TC-3.		Del 11 de Marzo al 27 de Mayo	TC's indisponibles de forma secuencial.
Almacенamientos subterráneos			
Gaviota	Intervención en pozo G-6. Inspección antorcha de Planta. Prueba semestral de seguridad y estanqueidad de pozos.	Del 25 de marzo al 8 de Abril	15 días AS indisponible. Se ejecutará una vez finalizado el periodo de extracción y antes del comienzo del periodo de inyección.
Serrablo	Pozo J-2: Sustitución SCU en Turbocompresor e Instalación arranques eléctricos.	Desde el 13 de Diciembre hasta el 22 de Febrero	No es posible la Inyección en J-2. Sin afección por realizarse en periodo de extracción. En curso.
	Sustitución SCU en Turbocompresor e Instalación arranque eléctrico.	Desde el 13 de Diciembre hasta el 30 de marzo	No es posible usar el Booster, se limita la inyección en Jaca. Sin afección por realizarse en periodo de extracción. En curso.
Conexiones internacionales			
C.I. de Tuy	Test funcional válvula controladora.	Del 30 de Enero al 1 de Febrero	3 días. Sin flujo. Posible afección a usuarios.
C.I. de Irún	Mtto. válvula controladora.	8 de Febrero	1 día. Sin flujo. Posible afección a usuarios

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

9. NUEVAS INSTALACIONES DE GAS DURANTE 2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Enagás** en el año 2011 serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Barcelona	8º tanque de almacenamiento con capacidad para 150.000 m ³ GNL	28/02/2011

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Algete-Yela	88	26	30/06/2011
Gasoducto a Besós	25	26	31/10/2011
Musel – Llanera	16	30	31/12/2011
Desdoblamiento Interconexión Llanera-Otero	1	26	31/12/2011

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	Fecha puesta en marcha
E. de compresión de Denia (antes Oliva)	31/12/2011
E. De compresión de Chinchilla (Medgaz)	31/12/2011
E. De compresión de Villar de Arnedo	28/02/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Endesa** en el año 2011 serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Otero de Herreros-Ávila	49	12	30/04/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Saggas** en el año 2011 serían:

PLANTAS	Ampliación capacidad	Fecha puesta en marcha
Sagunto	4º tanque de almacenamiento con capacidad de 150.000 m ³	01/12/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Gas Extremadura Transporte** en el año 2011 serían:

GASODUCTOS	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Mérida - Don Benito - Miajadas	69	12	15/12/2011
Ramal Villanueva de la Serena	7	8	15/12/2011

Los activos a poner en marcha por parte de **Medgaz** en el año 2011 serían:

CONEXIÓN INTERNACIONAL	Long. (Km)	Diam. (")	Fecha puesta en marcha
Conexión Internacional Argelia-España. Tramo español del gasoducto del Medgaz.	46	24	01/02/2011

Tabla 8. Infraestructuras con entrada en operación prevista en 2011 según las últimas fechas disponibles previstas por los promotores adjudicatarios.

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
			8	7	8	2
3	4	5				9
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
					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						

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
					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						

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	

*En verde reuniones del CSSG

Tabla 9. Calendario de reuniones del año 2011

SUBGRUPOS de TRABAJO de las NGTS

1. Modificación del PD-01 (30/11/2010)
2. Subgrupo de información técnica para la operación del sistema (03/03/2011)
3. Subgrupo para revisión de las NGTS en relación a diversos aspectos relacionados con la programación, los repartos y el balance (15/02/2011)

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

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

1. Carga de cisternas con destino a planta satélites
2. Asignación de slots
3. Nominación y reparto en conexiones internacionales
4. Asignación de viabilidades, entradas mínimas y congestiones
5. Congestionamientos en tanques de GNL
6. Modificación del PD-05

Tabla 11. Protocolos finalizados remitidos para consideración del MITYC