



RESOLUCIÓN DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS POR LA QUE SE ACTUALIZA Y SE DA PUBLICIDAD AL PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO Y AL PLAN DE EMERGENCIA DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

El Reglamento UE 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de Octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (el Reglamento), tiene por finalidad garantizar a los consumidores de gas que se toman todas las medidas necesarias para garantizar un abastecimiento continuo, en particular en caso de condiciones climáticas difíciles y de interrupción del suministro en los mercados internacionales,

El artículo 4 del Reglamento establece la obligación para los Estados miembros de realizar un plan de acción preventivo que incluya las medidas necesarias para eliminar o atenuar los riesgos detectados con arreglo a la evaluación de riesgos realizada así como un plan de emergencia que incluya las medidas que se deban adoptar para eliminar o atenuar el impacto de una interrupción del suministro de gas. En cumplimiento de lo anterior, por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 19 de diciembre de 2012 se adoptaron el Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español y el Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 5 del citado Reglamento los planes se actualizarán cada dos años y reflejarán la evaluación actualizada del riesgo.

En junio de 2014 se procedió a realizar una primera actualización de la Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista Español y por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 5 de octubre de 2015 se actualizaron el Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español y el Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español.

La segunda actualización se inició en septiembre de 2016 con la Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista Español. Asimismo, en cumplimiento a lo establecido en el Reglamento, se han actualizado el Plan de Acción Preventivo y el Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español.

Los borradores de dichos planes han sido previamente sometidos a consulta con las Autoridades Competentes de Francia y Portugal que no han realizado observaciones a los mismos. Además se han sometido a consulta con los principales agentes del sector a nivel nacional.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, a través de la Dirección General de Política Energética y Minas, es la Autoridad Competente designada por España para velar por el cumplimiento de las medidas estipuladas en el Reglamento,



Por todo lo anterior, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Publicar, con carácter provisional, el "Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista Español" y el "Plan de Emergencia del Sistema Gasista Español" que se adjuntan como Anexo I y Anexo II, respectivamente, en la página Web del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Madrid, 5 JUL 2017

LA DIRECTORA GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS,

D^a. María Teresa Baquedano Martín





Anexo I : Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista español
(REGLAMENTO EUROPEO 994/2010)

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista español

(REGLAMENTO EUROPEO 994/2010)

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital
Secretaría de Estado de Energía
Dirección General de Política Energética y Minas
Subdirección General de Hidrocarburos

Índice:

1. Alcance	3
2. Evaluación de riesgos del Sistema Gasista español 2016-2019	4
2.1 Cumplimiento de la norma relativa a la infraestructura.....	4
2.2 Casos analizados en la evaluación de riesgos 2016-2019	7
2.3 Cumplimiento de la Norma relativa al suministro (Reg. 994, Art. 8)	8
3. Identificación de los principales escenarios de riesgo	11
3.1 Anulación de las importaciones desde Argelia	11
3.2 Emisión nula de la planta de Mugarodos.....	12
4. Análisis de la estrategia en los distintos escenarios	13
4.1 Escenario relativo al fallo de suministro.....	13
4.2 Escenario relativo al fallo de infraestructura	16
5. Conclusiones	19
Anexo I: Medidas existentes en el Sistema Gasista español	20
Anexo II: Resumen de medidas relativas a la seguridad de suministro de gas	29
1. Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro.	29
2. Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro.....	31

1. Alcance

El presente Plan de Acción Preventivo (en adelante, PAP) contiene la estrategia que minimiza los riesgos identificados con vistas a garantizar el suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista y especialmente a los clientes protegidos.

Se ha desarrollado según se requiere en el Reglamento (UE) N° 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (en adelante, el Reglamento).

El presente documento se enmarca dentro del régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos¹. Dicho marco jurídico establece las medidas destinadas a garantizar la seguridad del suministro del Sistema Gasista español, las responsabilidades de los distintos agentes públicos y privados (empresas, administraciones, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES)) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

El PAP ha sido previamente sometido a consulta de los principales agentes del sector a nivel nacional.

Asimismo, ha sido remitido a las Autoridades Competentes de Francia y Portugal, que han comunicado tras su análisis que no realizan observaciones al mismo.

¹ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo (el RD 949/2001, RD 1434/2002, RD 1716/2004, Orden ITC/3126/2005, Orden ITC/4100/2005, RD 1766/2007, ITC/3862/2007, ITC/3128/2011 y ley 8/2015).

2. Evaluación de riesgos del Sistema Gasista español 2016-2019

Las principales conclusiones del análisis de riesgo realizado para el Sistema Gasista español son las siguientes:

1.- Ninguno de los múltiples riesgos identificados suponen un problema de abastecimiento de gas a los clientes protegidos.

2.- El criterio N-1, como capacidad de entrada, está incorporado como criterio de diseño en la Planificación Obligatoria de los sectores de electricidad y gas en España. Y por tanto, con las infraestructuras previstas en el horizonte analizado, el valor de la fórmula N-1 establecida en el Anexo I del Reglamento 994/2010 para el sistema gasista español es mayor de 100%, no siendo necesaria la aplicación de medidas relativas a la demanda para superar este umbral (ver Anexo I).

3.- El potencial mayor riesgo identificado para el sistema gasista español es el fallo total del principal suministrador (Argelia) cuyas entradas al sistema gasista español supusieron un 59,7 % del total en el 2015. Cabe destacar que dicho fallo no se ha producido hasta la fecha ni siquiera en periodo de conflicto interno en Argelia, por lo que se considera poco probable.

Asimismo, la liquidez actual del mercado gasista mundial con exceso de oferta, la flexibilidad para entradas de GNL en el Sistema español, la diversificación de suministros de los comercializadores y la actualización de sus contratos para flexibilizar sus cláusulas y contemplar contrataciones spot, minimizan este riesgo.

No obstante, la ampliación de la capacidad de interconexión con Francia, daría un mayor acceso al mercado español a los mercados de centro Europa, facilitando así la sustitución de suministros de origen argelino en esta contingencia.

4.- Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales, además los operadores cuentan con Acuerdos de Operación Conjunto y de Asistencia Mutua para mejorar la gestión y coordinación de las mismas ante cualquier situación. Dando un nuevo paso en el ámbito de la cooperación regional, REN y Enagás-GTS han concretado y coordinado las situaciones de riesgos con influencia para Portugal y España.

5.- La normativa española permite garantizar la protección de los clientes protegidos y la eliminación de las congestiones internas a las que se refiere el artículo 6.9 del citado Reglamento. Las medidas contempladas en el marco regulatorio español vigente del sistema gasista se adecuan a las previstas en los Anexos II y III del Reglamento.

2.1 Cumplimiento de la norma relativa a la infraestructura

La norma relativa a la infraestructura, de acuerdo con la fórmula N-1 incluida en el anexo I del Reglamento (UE) N° 994/2010, debe garantizar la adopción de las medidas necesarias para que, a más tardar el 3 de diciembre de 2014 en caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas, la capacidad de la infraestructura restante permita la cobertura de la demanda total de gas durante un periodo de un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez cada 20 años.

En el sistema español la infraestructura con mayor capacidad de emisión a la red es la planta de regasificación de Barcelona, con una capacidad de emisión de 559 GWh/día (48,1 mcm/d)².

Las siguientes tablas recogen, con valores actualizados, el cumplimiento de dicho principio N-1 en el Sistema Gasista español:

Tabla 1a: Cálculo Fórmula N-1: Emisión nula desde la planta de Barcelona en el día más frío de los últimos 20 años, con el 100% de la capacidad técnica disponible en los Almacenamientos subterráneos

	Invierno 2016-2017		Invierno 2017-2018		Invierno 2018-2019		Invierno 2019-2020		Invierno 2020-2021	
	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d
Epm	979	84	979	84	961	83	961	83	961	83
Tarifa	444	38	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería	290	25	290	25	290	25	290	25	290	25
Francia	165	14	165	14	165	14	165	14	165	14
Portugal	80	7	80	7	62	5	62	5	62	5
Pm	44	4	44	4	44	4	44	4	44	4
Sm	208	18	226	19	249	21	261	22	365	31
Serrablo	79	7	79	7	79	7	79	7	79	7
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	57	5	75	6	93	8	100	9	178	15
Marismas	4	0,4	4	0,4	10	0,8	15	1	40	3
LNGm	1.987	171	1.987	171	1.987	171	1.987	171	1.987	171
Barcelona	559	48	559	48	559	48	559	48	559	48
Huelva	392	34	392	34	392	34	392	34	392	34
Cartagena	392	34	392	34	392	34	392	34	392	34
Bilbao	228	20	228	20	228	20	228	20	228	20
Sagunto	290	25	290	25	290	25	290	25	290	25
Mugardos	126	11	126	11	126	11	126	11	126	11
Musel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Im (Pl. Barcelona)	559	48	559	48	559	48	559	48	559	48
Dmax	2.019	174	2.081	179	2.151	185	2.202	189	2.214	190
PUNTA extrema	1.650	142	1.712	147	1.762	152	1.813	156	1.825	157
Exportación	369	32	369	32	389	33	389	33	389	33
Francia	225	19	225	19	225	19	225	19	225	19
Portugal	144	12	144	12	164	14	164	14	164	14
Deff					30		30		30	
% PRINCIPIO N-1	132%		129%		126%		124%		128%	

² En los valores presentados en el cálculo de la fórmula N-1 se ha utilizado un PCS de 11,63 GWh/mcm

Tabla 1b: Cálculo Fórmula N-1: Emisión nula desde la planta de Barcelona en el día más frío de los últimos 20 años, con el 30% de la capacidad técnica disponible en los Almacenamientos subterráneos

	Invierno 2016-2017		Invierno 2017-2018		Invierno 2018-2019		Invierno 2019-2020		Invierno 2020-2021	
	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d	GWh/día	mcm/d
Epm	979	84	979	84	961	83	961	83	961	83
Tarifa	444	38	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería	290	25	290	25	290	25	290	25	290	25
Francia	165	14	165	14	165	14	165	14	165	14
Portugal	80	7	80	7	62	5	62	5	62	5
Pm	44	4	44	4	44	4	44	4	44	4
Sm	137	12	150	13	162	14	175	15	198	17
Serrablo	36	3	36	3	36	3	36	3	36	3
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	30	3	43	4	51	4	60	5	65	6
Marismas	4	0,3	4	0,3	8	0,6	12	1	30	3
LNGm	1.987	171	1.987	171	1.987	171	1.987	171	1.987	171
Barcelona	559	48	559	48	559	48	559	48	559	48
Huelva	392	34	392	34	392	34	392	34	392	34
Cartagena	392	34	392	34	392	34	392	34	392	34
Bilbao	228	20	228	20	228	20	228	20	228	20
Sagunto	290	25	290	25	290	25	290	25	290	25
Mugardos	126	11	126	11	126	11	126	11	126	11
Musel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Im (Pl. Barcelona)	559	48	559	48	559	48	559	48	559	48
Dmax	2.019	174	2.081	179	2.151	185	2.202	189	2.214	190
PUNTA extrema	1.650	142	1.712	147	1.762	152	1.813	156	1.825	157
Exportación	369	32	369	32	389	33	389	33	389	33
Francia	225	19	225	19	225	19	225	19	225	19
Portugal	144	12	144	12	164	14	164	14	164	14
Deff					30		30		30	
% PRINCIPIO N-1	128%		125%		122%		120%		120%	

La fórmula N-1 [%], aplicada al sistema gasista español, toma valores superiores al 100% de acuerdo con los escenarios de demanda e infraestructuras previstos en los próximos cuatro inviernos, sin necesidad de aplicar medidas relativas a demanda referidas en el punto 4 del ANEXO I del Reglamento (UE) nº 994/2010.

2.2 Casos analizados en la evaluación de riesgos 2016-2019

La evaluación realizada garantiza la seguridad de suministro para el horizonte 2016-2019. Los riesgos analizados, en el documento de evaluación de riesgos, son los siguientes:

- Semana más fría últimos 20 años (Art. 8, apartado 1.a)
- Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 8, apartado 1.b)
- Mes tipo invernal & fallo mayor entrada (Art. 8, apartado 1.c): Emisión nula de Barcelona en mes invernal medio
- Cumplimiento de la norma relativa a la infraestructura (PRINCIPIO N-1): Emisión nula de Barcelona en punta
- Emisión nula en la planta de Sagunto o Cartagena en día punta invernal
- Emisión nula en la planta de Huelva en día punta invernal
- Emisión nula en la planta de Mugarodos en día punta invernal
- Emisión nula en la planta de Bilbao en día punta invernal
- Anulación de importaciones por Almería en día punta invernal
- Anulación de importaciones por Tarifa en día punta invernal
- Anulación de importaciones por Larrau e Irún en día punta invernal
- Extracción nula de Serrablo o Gaviota
- Extracción nula de Yela o Marismas
- Fallo de la conexión de Larrau en día punta invernal
- Fallo de la conexión de Irún en día punta invernal
- Fallo de la conexión de Tuy en día punta invernal
- Fallo de la conexión de Badajoz en día punta invernal
- Rotura del gasoducto Extremadura entre Córdoba y Almendralejo
- Fallo en la estación de compresión de Almendralejo
- Fallo de aprovisionamiento del mayor país de origen.

2.3 Cumplimiento de la Norma relativa al suministro (Reg. 994, Art. 8)

Los clientes que se consideran protegidos en el sistema español a efectos del Reglamento son los consumidores domésticos y los servicios esenciales (hospitales, guarderías...) establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002. Estos clientes protegidos están incluidos en el escalón de peaje 3 junto con el resto de consumidores conectados a gasoductos cuya presión de diseño es inferior a 4 bares³.

La previsión del consumo de los clientes protegidos en los próximos años en condiciones medias de temperatura es la que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2: Previsión del consumo de los clientes protegidos en los próximos años

Unidad TWh	Consumo total SISTEMA	CONSUMO CLIENTES PROTEGIDOS	% Protegido/Total
2015	315,0	49,16	15,6%
2016	319,7	54,71	17,1%
2017	324,5	55,99	17,3%
2018	341,4	56,51	16,6%
2019	350,6	57,15	16,3%
2020	361,8	58,19	16,1%

El artículo 8 del Reglamento, en su apartado 1, establece que la Autoridad competente requerirá de las empresas de gas natural que determine la adopción de medidas destinadas a garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos del Estado miembro en los siguientes casos:

- Temperaturas extremas durante un período punta de siete días con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- Cualquier período de al menos 30 días de demanda de gas excepcionalmente elevada, con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- Para un período de al menos 30 días en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de suministro de gas en condiciones invernales medias.

Para evaluar los casos se han elaborado escenarios futuros de demanda a partir de la simulación del comportamiento del mercado gasista ante situaciones de temperatura correspondientes a las más frías de los últimos 20 años y, simultáneamente, se han considerado escenarios de

³ El Real Decreto 949/2001 por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado de gas natural, recoge en su artículo 27 la estructura de las tarifas de venta de gas natural de acuerdo con los distintos niveles de presión y consumo. Los peajes y cánones aplicables a cada grupo son modificadas cada año por el MINETAD, siendo las correspondientes a 2014 las fijadas en la Orden IET/2445/2014, de 19 de diciembre

generación eléctrica que requieren una elevada aportación por parte de las centrales de ciclo combinado.

Los tres casos tipificados en el Reglamento UE corresponden a situaciones calificadas como riesgo aceptable para el horizonte analizado. Desde el punto de vista de las infraestructuras el sistema gasista español tiene suficiente capacidad para la cobertura de la demanda extraordinaria. Desde el punto de vista de aprovisionamiento de gas, se considera que la disposición de existencias en tanques de GNL y almacenamientos subterráneos y la liquidez del mercado mundial de GNL, son factores suficientes como para garantizar el suministro

La normativa vigente que regula la seguridad de suministro en España, por la que el sistema gasista ha contado en los últimos años con existencias mínimas de seguridad en plantas de regasificación (según lo establecido en los Planes de Actuación Invernal) y con contratos interrumpibles, afecta a toda la demanda y no sólo a los clientes protegidos.

En caso de que los futuros Planes aseguren el mantenimiento de unas existencias de seguridad similares a las establecidas en el invierno 15-16, el suministro a clientes protegidos quedaría garantizado en los tres casos analizados

2.3.1 Semana más fría últimos 20 años (Art. 8, apartado 1.a)

El periodo de 7 días consecutivos más frío de los últimos 20 años, considerando aquellos siete días que acumulan en conjunto las temperaturas más bajas, es el comprendido entre el 21 y el 27 de diciembre de 2001, sin embargo, coincide con el periodo vacacional de Navidad en el que se produce una bajada importante del sector industrial por lo que no se registran consumos punta invernales.

Se considera así la semana más fría de los últimos 20 años en periodo no vacacional, la comprendida entre el 7 de febrero de 2012 al 13 de febrero de 2012, siendo las temperaturas registradas en este periodo las que se extrapolan en los sistemas de previsión de demanda para el cálculo del consumo de gas natural durante la semana más fría de los próximos cuatro inviernos.

En la siguiente tabla se recogen las previsiones de demanda para los próximos inviernos, incluyendo el volumen del escalón de peaje 3, donde se encuentran todos los clientes protegidos.

Tabla 3: Previsión de demanda durante la semana más fría de los últimos 20 años

Unidad: GWh		Invierno	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno
		2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021
		previsto	previsto	previsto	previsto	previsto
SEMANA en condiciones medias de temperatura, eolicidad y pluviosidad	Dem. convencional	6.600	6.797	6.906	7.015	7.148
	Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	2.167	2.225	2.257	2.282	2.324
	Consumo CTCC's	1.194	1.333	1.442	1.552	1.657
	TOTAL	7.794	8.130	8.349	8.568	8.806
incrementos de demanda extraordinaria en la SEMANA más fría de los últimos 20 años con baja eolicidad	Δ Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	1.122	1.152	1.168	1.181	1.203
	Δ Consumo CTCC's	645	720	779	838	895
	Δ Consumo TOTAL	1.767	1.871	1.947	2.020	2.098
demanda en la SEMANA más fría de los últimos 20 años con baja eolicidad	TOTAL convencional	7.722	7.949	8.075	8.197	8.351
	Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	3.289	3.376	3.425	3.464	3.527
	Total Consumo CTCC's	1.839	2.052	2.221	2.390	2.552
	TOTAL Demanda	9.561	10.001	10.296	10.587	10.904

2.3.2 Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 8, apartado 1.b)

El período de 30 días consecutivos con registros de temperaturas más bajas es el comprendido entre el 1 de diciembre de 2001 y el 23 de diciembre de 2001, sin embargo, incluye el periodo vacacional de Navidad, en el que se produce una bajada importante del sector industrial, por lo que no se registran consumos punta invernales. En la reproducción a futuro de dichas temperaturas, se traslada al periodo de 30 días comprendido entre el 25 de enero de 2012 y el 23 de febrero de 2012, por ser éste el periodo laborable de mayor demanda.

En este periodo de frío extraordinario, la siguiente tabla recoge la mejor estimación de consumo de gas.

Tabla 4: Previsión de demanda durante el mes más frío de los últimos 20 años

		Invierno 2016-2017	Invierno 2017-2018	Invierno 2018-2019	Invierno 2019-2020	Invierno 2020-2021
Unidad: GWh		<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>
MES en condiciones medias de temperatura, eolicidad y pluviosidad	Dem. convencional	28.100	29.113	29.580	30.048	30.618
	Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	9.000	9.164	9.296	9.401	9.571
	Consumo CTCC's	5.100	5.712	6.182	6.652	7.103
	TOTAL	33.200	34.825	35.762	36.700	37.721
incrementos de demanda extraordinaria en el MES más frío de los últimos 20 años, con baja eolicidad	Δ Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	3.000	3.057	3.101	3.136	3.193
	Δ Consumo CTCC's	1.000	1.142	1.236	1.330	1.421
	ΔTOTAL	4.000	4.199	4.337	4.466	4.613
demanda en el MES más frío de los últimos 20 años con baja eolicidad	TOTAL convencional	31.100	32.170	32.681	33.184	33.810
	Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	12.000	12.220	12.397	12.536	12.764
	Total Consumo CTCC's	6.100	6.854	7.418	7.983	8.524
	TOTAL Demanda	37.200	39.024	40.100	41.166	42.334

2.3.3 Mes tipo medio invernal y fallo de la mayor infraestructura de entrada (Art. 8, apartado 1.c)

La infraestructura con mayor capacidad de emisión del sistema es la planta de Barcelona.

Un fallo en la planta de Barcelona, que anule su emisión prolongada durante un mes tipo invernal, no supone en la actualidad un problema de abastecimiento.

En la siguiente tabla se recogen las previsiones de demanda correspondientes al sector convencional y al sector eléctrico en este escenario.

Tabla 5: Previsión de demanda durante un mes con temperaturas invernales medias

		Invierno 2016-2017	Invierno 2017-2018	Invierno 2018-2019	Invierno 2019-2020	Invierno 2020-2021
Unidad: GWh		<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>
MES en condiciones medias de temperatura, eolicidad y pluviosidad	Dem. convencional	28.100	29.113	29.580	30.048	30.618
	Peaje 3 (Incluye clientes protegidos)	9.000	9.164	9.296	9.401	9.571
	Consumo CTCC's	5.100	5.712	6.182	6.652	7.103
	TOTAL	33.200	34.825	35.762	36.700	37.721

3. Identificación de los principales escenarios de riesgo

El artículo 5 del Reglamento define los contenidos de los Planes de acción preventivos individuales y conjuntos, y en particular los anexos II y III del Reglamento recogen respectivamente las medidas basadas en el mercado y aquellas no basadas en el mercado relativas a la seguridad de suministro de gas que deben analizarse. Estas medidas están recogidas en los Anexos I y II.

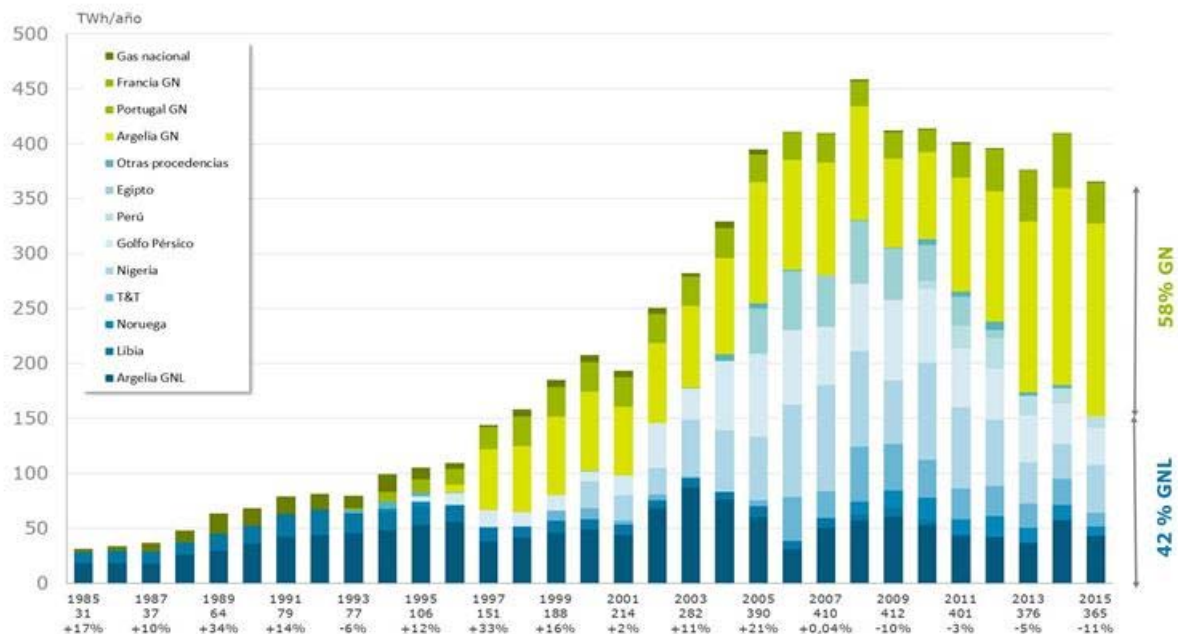
En la Evaluación de Riesgos del Sistema español se identificaron una serie de escenarios que precisaban medidas preventivas y de emergencia para situar su riesgo potencial en un nivel aceptable; dichos escenarios fueron los siguientes:

- ✓ Escenario relativo al fallo de suministro: anulación de las importaciones desde Argelia durante 30 días
- ✓ Escenario relativo al fallo de infraestructura: emisión nula desde la planta de Mugardos

3.1 Anulación de las importaciones desde Argelia

Actualmente la cartera de aprovisionamientos de los comercializadores que operan en el mercado se encuentra diversificada.

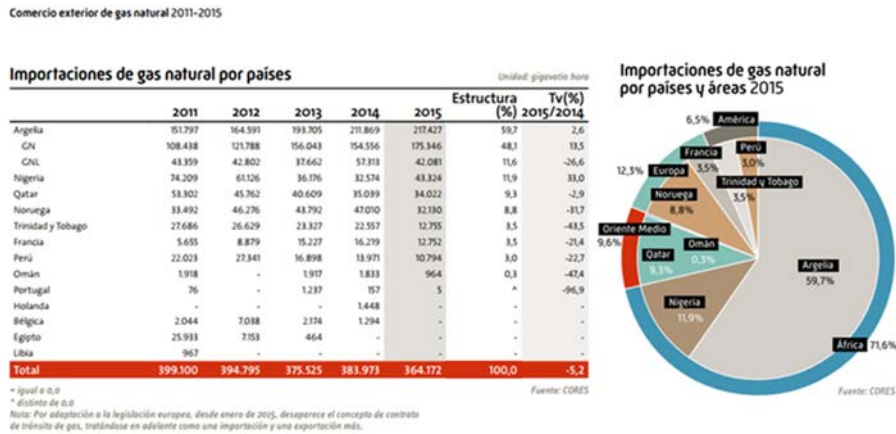
Gráfico 1: Evolución de los aprovisionamientos de gas natural en España



En el año 2015, los aprovisionamientos de gas natural, incluyendo la producción propia, ascendieron a 364.172 GWh, con un 42% de los mismos en forma de gas natural licuado (GNL) y

el 58% restante entró al Sistema en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones internacionales:

Tabla 6: Detalle de importaciones de gas natural en 2015



En el 2015 se recibió gas desde 10 orígenes distintos, lo que supone una garantía de suministro en un país energéticamente dependiente. El principal país proveedor es Argelia, con un porcentaje del 59,7%. Nigeria (12%), Qatar (9%) y Noruega (9%) completan el grupo de países más importantes en la estructura de abastecimiento.

En 2015, el aprovisionamiento medio mensual procedente de Argelia fue de 18.200 GWh/mes, 14.610 GWh/mes a través de los gasoductos GME y MEDGAZ, y 3.590 GWh/mes vía transporte marítimo de GNL.

En caso de producirse un fallo de abastecimiento de un país de origen, la situación, declarada por la Autoridad Competente, podría llegar a ser de emergencia en función de su repercusión en el sistema gasista, pudiendo ocasionar una falta de cobertura del mercado, hasta que fuese restablecido el suministro desde otros orígenes, lo cual podría demorarse semanas o incluso meses.

3.2 Emisión nula de la planta de Mugaros

El segundo caso identificado, en orden de importancia respecto a sus consecuencias, es la anulación de la emisión de la planta de regasificación de Mugaros en punta invernal.

La demanda que pudiera verse afectada son los tres CTCC's de la zona, ciclos que pueden ser suministrados temporalmente por combustible alternativo o sustituido por otros CTCC u otras tecnologías, no afectando por tanto a la demanda eléctrica. En el horizonte analizado 2016-2019, supone un riesgo MEDIO con una probabilidad de ocurrencia IMPROBABLE y consecuencias SEVERAS. No obstante, con la incorporación de la planta de Asturias, actualmente sin fecha prevista de incorporación al Sistema, el riesgo pasaría a ACEPTABLE dado que no sería preciso el apoyo del sector eléctrico ante fallo de la planta de Mugaros.

Si este caso se prolongase en el tiempo la calificación sería la misma, puesto que los aprovisionamientos a esta planta se pueden redireccionar a otra terminal, e incluso el GNL almacenado en los tanques puede cargarse en buques con destino a otra planta.

4. Análisis de la estrategia en los distintos escenarios

El Sistema español, en virtud de lo establecido en la normativa vigente, cuenta con medidas preventivas que garantizan la seguridad del suministro de gas natural de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.

Actualmente, Enagás como Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) publica en su página web información relativa a la seguridad del suministro, abordando tanto la demanda prevista como la cobertura de la misma, además de otros aspectos operativos del Sistema como el nivel de existencias en tanques de GNL, el stock en AASS, las capacidades disponibles del Sistema, los planes de mantenimiento, etc. Adicionalmente, se publican las notas de operación, mecanismo de información pública y seguimiento de todas aquellas operaciones que pueden condicionar la operación normal del Sistema.

4.1 Escenario relativo al fallo de suministro

El escenario más relevante identificado es el relativo al cese de los aprovisionamientos desde el país con el mayor porcentaje, Argelia. El suministro medio mensual procedente de este país alcanzó en el año 2015 un volumen de 18.200 GWh/mes.

Las medidas preventivas para este escenario, cuyo alcance se desarrolla en el Anexo I, son:

- Inversiones en infraestructuras de gas.
- Flexibilidad de los puntos de entrada
- Diversificación de suministros
- Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad
- Bidireccionalidad de las conexiones internacionales con la UE
- Coordinación a nivel regional (acuerdos operativos y asistencia mutua)
- Contratos interrumpibles
- Mercado organizado
- Otras medidas (Elaboración de un Plan de actuación en Caso de Emergencia, Plan Anual de Mantenimiento, Plan de Actuación Invernal, Winter – Outlook, balances oferta – demanda, etc.)

Para solventar el proceso de desabastecimiento, el Sistema español cuenta con las medidas y herramientas de actuación que se activarán siguiendo el esquema recogido en el PE:

- Evaluación continua de la situación apoyándose en indicadores representativos de la garantía de suministro, con un seguimiento permanente tanto de la demanda prevista como de las alternativas de cobertura de la misma, y de la evolución del resto de variables operativas como el nivel de existencias en tanques de GNL, el stock en AASS y presiones mínimas de garantía.

- El Grupo de Gestión de Crisis pondrá la situación en conocimiento de los usuarios para, de manera coordinada, adoptar las medidas precisas recogidas en el nivel de ALERTA TEMPRANA:

- ✓ Facilitar las operaciones de logística de buques de GNL promoviendo la entrada al sistema de GNL adicional al programado, en colaboración con los operadores y usuarios. Los usuarios afectados por el fallo de Argelia deberán actuar de manera inmediata aprovechando la flexibilidad de la que dispongan, por ejemplo en los contratos de aprovisionamiento y la liquidez del mercado internacional del GNL.
- ✓ Promover el mayor incremento de las entradas de gas por gasoductos internacionales o plantas de regasificación, en colaboración con los operadores y usuarios. Los usuarios que dispongan de gas en las plantas de regasificación podrán cubrir gran parte del desabastecimiento haciendo uso de las existencias y de la capacidad de emisión disponible, siempre y cuando exista dicha capacidad y se disponga de GNL adicional en los tanques.



Las existencias medias en tanques de GNL en el periodo invernal 2015-2016 se situaron en 9.216 GWh. La previsión de existencias medias finales mensuales para el periodo invernal 2016-2017 se sitúa en 7.635 GWh.

Las existencias medias operativas (existencias excluyendo los talones) en el periodo invernal 2015-2016 se situaron en 7.493 GWh.

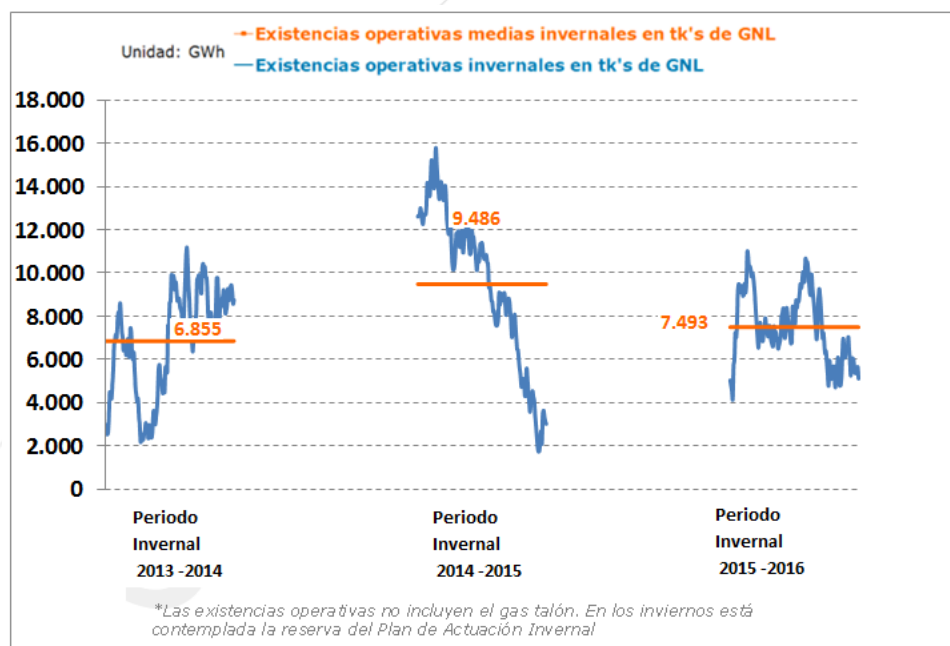


Gráfico 2: Evolución de existencias operativas invernales

La emisión extraordinaria podría producirse desde las plantas de regasificación, que cuentan con una capacidad total de emisión de GN de 1.916 GWh/día, y cuya contratación ha descendido en los últimos años, situándose en el año 2015 en el 25,3 %. Existe, en consecuencia, capacidad disponible suficiente como para cubrir los requerimientos del mercado en este escenario.

- ✓ Si no se hubieran activado previamente, el GTS activará los Acuerdos de Asistencia Mutua con TIGF, REN o ambos simultáneamente.
- ✓ Si no se hubieran activado previamente, uso de las existencias del Plan de Actuación Invernal (PAI): reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del citado Plan (Resolución de 8 de octubre de 2013, de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante, DGPEyM)). Para el invierno 2016-2017, la reserva operativa invernal se valora en el entorno de los 2.099 GWh.
- Dada la envergadura del riesgo, y prácticamente de manera inmediata, resulta necesario activar la situación de ALERTA, una vez valorada la situación del Sistema con las medidas propuestas hasta el momento. Para lo cual el Grupo de Gestión de Crisis, a propuesta del GTS, impulsará el segundo paquete de medidas en paralelo con las anteriores:
 - ✓ Mercado interrumpible: el Sistema cuenta con la posibilidad de cortar el suministro a los clientes interrumpibles para aminorar los efectos de este posible fallo:
 - Las comercializadoras afectadas por la falta de aprovisionamiento actuarían sobre su mercado interrumpible comercial desde el primer día. - El GTS, siguiendo el procedimiento de interrumpibilidad vigente, aplicará el corte al mercado convencional con peaje interrumpible, y al mercado eléctrico con dicho peaje, previa comunicación y coordinación con el Operador del Sistema Eléctrico (en adelante, REE). (En el periodo comprendido entre el 1-oct-16 y el 30-sep-17, un cliente se ha acogido a peaje interrumpible con un volumen de 0,5 GWh/día de tipo A).
 - ✓ Promover la disminución de las salidas por gasoductos internacionales en colaboración con los operadores y usuarios
 - ✓ Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con los usuarios y con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.
- Si el riesgo de corte al mercado firme persiste, la autoridad competente declarará la situación de EMERGENCIA, y seguirá las acciones definidas en el PE informando inmediatamente a la Comisión, en particular de las acciones que pretenda adoptar, de conformidad con el artículo 10 apartado 1 del Reglamento.

En paralelo con las medidas anteriores, y previo acuerdo del Consejo de Ministros, las medidas a adoptar son:

- ✓ Extracción de las reservas estratégicas con vistas a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos.
- ✓ Interrupción al suministro firme, aplicando el principio de responsabilidad individual y salvaguardando el suministro de los clientes protegidos.
- ✓ Optimización del consumo de los Ciclos combinados en colaboración con REE, salvaguardando la seguridad del suministro del sistema eléctrico.

- ✓ En circunstancias extraordinarias debidamente justificadas el Gobierno podrá adoptar medidas que se aparten del PE, informando inmediatamente a la Comisión sobre esas medidas.
- Tal y como recoge el Reglamento en su artículo 13, apartado 5, tras una emergencia, con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después del levantamiento de la emergencia, la autoridad competente facilitará a la Comisión una evaluación detallada de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, incluidos una evaluación del impacto económico de la emergencia, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia prestada a, o recibida, de la Unión y sus Estados miembros.

Ante un déficit de suministro prolongado como el aquí presentado, las medidas disponibles en el Sistema podrían no ser lo suficientemente eficaces como para corregir la situación. No obstante, la estrategia preventiva detallada corrige el desbalance durante un margen de tiempo suficiente para que los comercializadores de gas natural puedan reaccionar y reconducir el Sistema hacia un estado de operación normal, acudiendo al mercado spot de GNL dada la liquidez actual del mercado gasista mundial.

No obstante, y en caso de necesidad, se podrá aplicar el procedimiento de actuación ante emergencia para asegurar y garantizar la cobertura a los clientes protegidos.

4.2 Escenario relativo al fallo de infraestructura

El cese de la emisión de la planta de Mugardos en punta invernal no supone riesgo para los clientes protegidos; Sin embargo, para cubrir el resto de la demanda convencional, podría ser necesario recurrir a:

- Uso del acuerdo de operación conjunta de las conexiones hispano-portuguesas, ajustando las exportaciones y/o importaciones físicas que estuviesen programadas previamente con Portugal.
- Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos en la zona afectada (Medida no operativa para el invierno 2016-2017, por no existir contratos de carácter interrumpible en la zona)
- Dependiendo de la generación prevista para los CTCC's de la zona noroeste, cumpliendo los requerimientos del mercado eléctrico, podría precisarse adicionalmente promover la disminución del consumo de este mercado en colaboración con los operadores y usuarios.
- La activación del Acuerdo de Asistencia Mutua entre REN y Enagás en su fase inicial.

“...El gestor afectado comunicará a la contraparte de este acuerdo la incidencia ocurrida con la mayor brevedad, así como la causa, duración y previsión de las cantidades de gas requeridas con el fin de activar, lo antes posible, las medidas necesarias para solventar la situación.

Desde el momento en el que se produzca dicha comunicación y en un plazo máximo de 12 horas, el gestor afectado deberá enviar a la contraparte de este acuerdo una segunda notificación que incluya una justificación formal del incidente. No obstante, durante dicho

periodo de tiempo, se realizarán los mejores esfuerzos para paliar la situación prestando el mayor apoyo posible mediante operación conjunta de las conexiones internacionales.

Paralelamente y en un plazo máximo de 24 horas, los gestores deberán evaluar la situación y elaborar un programa conjunto de asistencia. Si la evaluación del incidente determina que este puede ser paliado aportando gas adicional de un Sistema a otro, hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, los gestores afectados elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.

Si dicha evaluación prevé cantidades superiores a las acordadas en la OBA máxima acumulada, tiene que activarse la segunda fase del Acuerdo, poniendo en conocimiento a los Reguladores de ambos países para que den su autorización a la operación solicitada en caso de considerarse necesaria.

Una vez cuantificada la situación, el GTS elaborará un programa de actuación con todos los agentes del mercado afectados para resolver la situación.

- Dada la envergadura del riesgo, y prácticamente de manera inmediata, podría resultar necesario activar la situación de ALERTA, una vez valorada la situación del Sistema Para lo cual el Grupo de Gestión de Crisis, a propuesta del GTS, impulsará el segundo paquete de medidas en paralelo con las anteriores:
 - ✓ Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con los usuarios y con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.
- Si el riesgo de corte al mercado firme persiste, la autoridad competente declarará la situación de EMERGENCIA, y seguirá las acciones definidas en el PE informando inmediatamente a la Comisión, en particular de las acciones que pretenda adoptar, de conformidad con el artículo 10 apartado 1 del Reglamento.

En paralelo con las medidas anteriores, y previo acuerdo del Consejo de Ministros, las medidas a adoptar son:

- ✓ Interrupción al suministro firme, aplicando el principio de responsabilidad individual y salvaguardando el suministro de los clientes protegidos.
- ✓ Optimización del consumo de los Ciclos combinados en colaboración con REE, salvaguardando la seguridad del suministro del sistema eléctrico.
- ✓ En circunstancias extraordinarias debidamente justificadas el Gobierno podrá adoptar medidas que se aparten del PE, informando inmediatamente a la Comisión sobre esas medidas.

En caso de fallo de Mugaros en el día punta invernal, las medidas aquí descritas garantizan el suministro de gas natural a los clientes protegidos pero podría no quedar garantizado el suministro al total de la demanda en el área noroeste.

5. Conclusiones

- El Sistema Gasista español cuenta con las medidas preventivas adecuadas para atenuar y reducir las consecuencias derivadas de los riesgos con mayor incidencia en la garantía del suministro, según el análisis realizado en el documento de “Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista español 2016-2019”.
- De acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del Reglamento relativo al intercambio de información entre las empresas de gas natural y la autoridad competente con el fin de garantizar la seguridad del suministro ante cualquier situación de emergencia, se hace necesario actualizar los flujos de información entre el GTS y el resto de agentes mencionados en el apartado anterior (incluido REE) en caso de crisis recogidos actualmente en la regulación española en la norma 10 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS), apartado 10.4 “Información a suministrar para prevenir y resolver las Situaciones de Operación Excepcional”.
- En todos los escenarios analizados, incluso con un déficit prolongado del mayor país aprovisionador (Argelia), la estrategia preventiva definida en el PAP dota a los comercializadores de un margen de actuación suficiente para, considerando la actual liquidez del mercado mundial de GNL, equilibrar el Sistema Gasista español con la reposición de suministros.
- A nivel regional europeo, el Sistema Gasista español se encuentra en disposición de contribuir a mitigar y subsanar las consecuencias de los fallos analizados en los respectivos documentos de Evaluación de Riesgos de Francia y Portugal. En este sentido, la destacada flexibilidad del Sistema español le sitúa en una posición estratégica de cara a fortalecer la seguridad del suministro en Europa.

El Plan Regional de Infraestructuras de Gas de la Región Sur (GRIP South), alineado con los planes nacionales de los TSO,s y el TYNDP 2013-2022 de ENTSOG, incluye actualizaciones de la previsión de la demanda y de los proyectos de infraestructuras (transporte, almacenamientos subterráneos y plantas de GNL). En concreto, está enfocado al análisis detallado de la región sur, que incluye los países de Francia, España y Portugal, para identificar determinados proyectos de infraestructuras como solución a los diferentes problemas de esta zona.

Uno de los proyectos clave para el desarrollo de este corredor es el STEP, un gasoducto que conectaría España y Francia a través de Cataluña.

- Las autoridades reguladoras de Portugal y España se han comprometido a desarrollar varias iniciativas que contribuyan a la integración de los mercados de gas natural, incluida la viabilidad de creación de un mercado organizado con el fin de asegurar la liquidez y la competitividad necesaria en la Península Ibérica.

Anexo I: Medidas existentes en el Sistema Gasista español

I.1 Inversiones en infraestructuras de gas

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos estableció las bases de funcionamiento del mercado de gas natural, avanzando en la liberalización como medio para la consecución de una mayor eficiencia y calidad del servicio así como el incremento la competitividad, de la garantía de la seguridad de suministro y de la sostenibilidad.

El modelo de desarrollo del Sistema Gasista se ha basado en una Planificación energética donde se contemplan una serie de infraestructuras que necesariamente deben acometerse. La Ley 34/1998, de 7 de octubre, modificada por la Ley 12/2007 de 2 de julio, establece que la planificación gasista tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica de transporte, a la red de transporte secundario, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el Sistema y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural.

Asimismo, se está contemplando en todas las propuestas asociadas al proceso de Planificación del Sistema Gasista un criterio n-1 nacional que implica que el Sistema esté dotado de las instalaciones suficientes para hacer frente a la interrupción del flujo en cada una de las entradas individualmente en un día laborable invernal, y un criterio n-1 aplicable al caso del punto de entrada de mayor capacidad para el cumplimiento del artículo 6 del Reglamento. Dicha Planificación incluye los siguientes aspectos:

- Previsión de la demanda de gas natural a lo largo del período contemplado.
- Previsiones de desarrollo de la red básica de transporte de gas natural, almacenamiento básico, y de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el Sistema Gasista, con el fin de atender la demanda con criterios de optimización de la infraestructura gasista en todo el territorio nacional.
- Definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del Sistema Gasista en todo el territorio nacional.
- Previsiones relativas a instalaciones de transporte y almacenamiento de combustibles gaseosos, así como de las plantas de recepción y regasificación de gas natural licuado, con el fin de garantizar la estabilidad del Sistema Gasista y la regularidad y continuidad de los suministros de gases combustibles.

Respecto a las capacidades de los Almacenamientos Subterráneos, Marismas y Yela alcanzarán progresivamente sus capacidades nominales a lo largo de los futuros ciclos de inyección y extracción, convirtiéndoles en un soporte importante para afrontar situaciones de déficit de suministros.

Tabla 7: Evolución de la capacidad en los almacenamientos subterráneos

			Invierno 2015-2016	Invierno 2016-2017	Invierno 2017-2018	Invierno 2018-2019	Invierno 2019-2020
Gaviota	Volumen operativo	GWh	11.745	11.745	11.745	11.745	11.745
	Volumen gas colchón	GWh	19.783	19.783	19.783	19.783	19.783
	Capacidad inyección	GWh/día	53	53	53	53	53
	Capacidad extracción	GWh/día	68	68	68	68	68
Serrablo	Volumen operativo	GWh	8.123	8.123	8.123	8.123	8.123
	Volumen gas colchón	GWh	4.822	4.822	4.822	4.822	4.822
	Capacidad inyección	GWh/día	49	49	49	49	49
	Capacidad extracción	GWh/día	79	79	79	79	79
Yela*	Volumen operativo	GWh	1.543	2.040	2.384	6.274	8.848
	Volumen gas colchón	GWh	5.241	6.805	7.828	8.883	9.927
	Capacidad inyección	GWh/día	36	36	36	119	119
	Capacidad extracción	GWh/día	42	57	75	93	100
Marismas*	Volumen operativo	GWh	1.615	1.615	1.615	1.743	2.597
	Volumen gas colchón	GWh	5.364	5.364	5.364	5.364	5.364
	Capacidad inyección	GWh/día	4	4	4	10	15
	Capacidad extracción	GWh/día	4	4	4	10	15
TOTAL	Volumen operativo	GWh	23.026	23.523	23.867	27.885	31.313
	Volumen gas colchón	GWh	35.211	36.775	37.797	38.853	39.897
	Capacidad inyección	GWh/día	142	142	142	231	236
	Capacidad extracción	GWh/día	193	208	226	250	262

* AASS en consolidación

Actualmente, la mayor parte de las infraestructuras aprobadas en la Planificación Obligatoria vigente ha visto suspendida su tramitación en virtud de lo establecido en el RD-Ley 13/2012. No obstante, la Disposición Transitoria Cuarta de este Real Decreto, establece que mediante Acuerdo del Consejo de Ministros se podrá restablecer la tramitación individualizada y con carácter excepcional de estas instalaciones. El carácter excepcional vendrá justificado, entre otros, si la no construcción de la instalación en el plazo de 3 años supone un riesgo inminente en la seguridad del suministro. Por tanto, el GTS, en calidad de garante de la seguridad de suministro, trasladará al MINETAD si procede, la necesidad de reactivar la tramitación de aquellas infraestructuras necesarias para no incurrir en riesgo de seguridad de suministro.

I.2 Flexibilidad de los puntos de entrada

La alta flexibilidad del Sistema español viene dada principalmente por los doce puntos de entrada disponibles en el Sistema: seis plantas de regasificación y seis conexiones internacionales, de las cuales dos son conexiones netamente importadoras de gas procedente de Argelia mientras que las otras cuatro corresponden a puntos de interconexión con países Miembro de la Unión.

La posibilidad de desviar buques metaneros para reubicar los suministros en el Sistema proporciona otro importante grado de flexibilidad que contribuye a garantizar la seguridad del suministro frente a riesgos operacionales importantes como el fallo en la emisión de una planta de regasificación o la caída de existencias operativas en tanques de GNL.

En cada uno de los puntos de entrada descritos anteriormente, el Sistema cuenta con operaciones de Balance Residual del Sistema (BRS), calculado este último como la diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios.

I.3 Plan de Actuación invernal (PAI)

La norma NGTS-09, denominada «Operación normal del sistema», contempla los requisitos de funcionamiento del sistema gasista dentro de los parámetros considerados como ordinarios, es decir, con las variables de control dentro de rangos normales, estableciendo la posibilidad de que el GTS, en colaboración con el resto de sujetos implicados, elabore anualmente un Plan de Actuación Invernal con objeto de garantizar el suministro ante el incremento de la demanda derivado de la estacionalidad del mercado doméstico/comercial y de las repentinas olas de frío, Plan que habrá de ser aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

En particular, el último Plan Invernal, aprobado por resolución de la DGPEyM con fecha 8 de octubre de 2013 (BOE 11 de octubre de 2013), y vigente, incluye las reglas que se enumeran a continuación y será de aplicación desde el 1 de noviembre hasta el 31 de marzo del año siguiente.

Adicionalmente, y en función de la situación real del sistema gasista, el GTS podrá reducir la duración del período de aplicación o aplicar unas condiciones menos restrictivas:

- Regla 1ª: establece la necesidad de mantener unas existencias operativas de GNL en las plantas de regasificación equivalentes a dos días de la capacidad de regasificación y de carga de cisternas contratada. Adicionalmente, requiere el mantenimiento de unas existencias en plantas (excluyendo las indicadas anteriormente) y/o en almacenamientos subterráneos, que, de forma conjunta, sean equivalentes a dos días de la capacidad contratada de entrada al sistema por conexiones internacionales y yacimientos nacionales. Todo ello tiene como fin hacer frente a contingencias en el aprovisionamiento
- Regla 2ª: establece un plan de vigilancia por parte del GTS para prever el incremento de la demanda del grupo 3 causado por posibles olas de frío.

Definición de Ola de frío.

I.4 Diversificación de suministro

El artículo 99 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, establece que los comercializadores y consumidores directos en mercado de gas natural deberán diversificar sus

aprovisionamientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país sea superior al 60%. Dicho umbral fue modificado al 50% a través del Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre. por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

En el caso de que la suma de todos los aprovisionamientos de gas natural destinados al consumo nacional provenientes de un mismo país sea superior al 50 por ciento, según la información publicada por la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos en virtud de lo establecido en el apartado 2 del artículo 21 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, los comercializadores y los consumidores directos en mercado que, directamente o por estar integrados en grupos empresariales, realicen aprovisionamientos por una cuota superior al 7 por ciento de los aprovisionamientos del año anterior, deberán diversificar su cartera de forma que sus suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sea inferior al 50 por ciento. A estos efectos, se entenderá por aprovisionamientos el gas natural importado en frontera española y destinado al consumo nacional.

A estos efectos, antes del 30 de abril de cada año, los sujetos que incorporen gas al Sistema enviarán a CORES la relación de las ventas firmes e importaciones de gas, por país de origen, correspondientes al año natural precedente. CORES publica, al menos semestralmente, el porcentaje de diversificación en que se encuentra nuestro país, indicando el período temporal al que afecta dicho porcentaje.

Cuando a la vista de los datos anteriores, un sujeto obligado a mantener la diversificación en sus aprovisionamientos (cuota superior al 7%) quiera suscribir un contrato de aprovisionamiento de gas que pudiera sobrepasar la proporción del 50% de gas procedente del principal país proveedor del mercado español debe solicitar autorización al MINETAD. Este departamento Ministerial se pronuncia sobre dicha solicitud (Autorización o denegación) previo informe de la CNMC, valorando la solicitud sobre la base de los siguientes criterios:

- Que favorezcan la competencia en el suministro de gas.
- Que mejoren la seguridad del suministro.
- Que no resulte en detrimento del funcionamiento eficaz del mercado del gas.
- Que no resulte en detrimento del funcionamiento eficaz de las infraestructuras de gas.

I.5 Bidireccionalidad de las conexiones internacionales con la UE

Las ampliaciones de capacidad que se muestran en la tabla siguiente han sido acordadas por los gestores de la Región Sur.

Tabla 8: Capacidades de conexiones internacionales

Desde 1 de Diciembre 2015 a 30 Noviembre 2035

VIP PIRINEOS

España → Francia Francia → España

GWh/día

Periodo	Nueva Infraestructura	Valor Común	Valor Común
	Dic-15	EC Euskadour	
2016	-	225	I: 165 V: 175
... 2035	-		

Invierno: Nov, Dic, Ene, Feb, Mar
Verano: Abr, May, Jun, Jul, Ago, Sep, Oct

Capacidades Técnicas VIP Ibérico
Desde 1 de Octubre 2015 a 30 de Septiembre 2018



Acuerdo sobre las Capacidades Técnicas en la Interconexión España-Portugal VIP Ibérico con posibles revisiones anuales.

GWh/día

Año	Nueva Infraestructura	España → Portugal			Portugal → España		
		Valor Común	España > Portugal		Valor Común	Portugal > España	
			Firme	Interrumpible		Firme	Interrumpible
desde oct15 a sep16							
desde oct16 a sep17	Situación actual	I: 144 V: 144	I: 144 V: 144		I: 80 V: 80	I: 80 V: 80	
from oct17 to sep18							

I: Ene, Feb, Mar, Nov, Dic
V: Abr, May, Jun, Jul, Ago, Sep, Oct

Calculado a la temperatura de combustión de 25°C

I.6. Coordinación a nivel regional

El 8 de marzo de 2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio de España y el Ministro de Economía e Innovación de Portugal firmaron el "Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal", que entre otros puntos pretendía abordar la creación y desarrollo del mercado ibérico del gas natural.

En cuestiones de coordinación, solidaridad y apoyo regional, España se anticipó a la normativa europea y ya en el año 2006, Enagás-GTS y REN-GTG elaboraron el primer Acuerdo de Asistencia Mutua en caso de emergencia. Desde entonces, los Acuerdos de Asistencia Mutua han contado con revisiones anuales, hasta el año 2011, año en el que este proyecto culmina con la firma del primer Acuerdo Operativo. Este Acuerdo contempla, entre otros aspectos, el protocolo de actuación en caso de emergencia, por lo que se aprovecha la ocasión para elaborar un acuerdo de asistencia mutua renovado, con vigencia indefinida, que establece medidas de cooperación mutua en una gestión coordinada de los sistemas.

Continuando con esta iniciativa, Enagás-GTS, como Gestor Técnico del Sistema español, y TIGF, como operador de las conexiones de Larrau e Irún en el lado francés, desarrollan en 2010 una documentación similar, reforzando así la operación, la cooperación y la solidaridad regional tal y como indica la normativa europea, destacando el Reglamento y la Directiva europea 2009/73/CE.

I.7. Mercado organizado

El Consejo y el Parlamento Europeo establecieron, a través de diferentes directivas y reglamentos, las normas comunes para la creación de mercado interior del gas natural en la Unión Europea. En este contexto, la Comisión Europea, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y los Reguladores nacionales impulsaron la implantación del Modelo de Mercado de Gas Europeo ("Gas Target Model").

Siguiendo los principios de dicho modelo y basado en el Real decreto 984/2015, el 16 de diciembre de 2015 comenzó la negociación de productos en el Mercado Organizado de Gas. En él se dispone de una plataforma donde se pueden negociar los productos de entrega de gas en el Punto Virtual de Balance. Asimismo, y conforme al código de red de balance, el gestor de la red de transporte participará en el Mercado Organizado de Gas para comprar o vender el gas necesario para mantener la red dentro de sus parámetros normales.

Dentro de esta perspectiva, los siguientes conceptos fundamentales definen el modelo de funcionamiento del Mercado Organizado de Gas:

- Negociación de gas en el Punto Virtual de Balance.
- Contratación de capacidad independiente para entradas y salidas de gas en la red.
- Balance diario de las operaciones.
- Firmeza de las transacciones en el mercado, con compromiso de entrega.
- Participación del gestor de la red de transporte para realizar acciones de balance y asegurar el suministro.

I.8 Utilización de los contratos

Los usuarios disponen de posibilidad de contratar capacidad diaria, mensual o anual, adaptando la capacidad contratada a la demanda real, pudiendo liberar la capacidad restante sin coste, que queda a disposición de su uso por terceros.

I.9 Integración de gas de fuentes renovables

Actualmente esta aportación no ha adquirido un volumen importante, aunque se sigue estudiando e investigando nuevas alternativas. Se ha actualizado la legislación en vigor, publicando los requisitos que ha de cumplir el biogás para ser inyectado en la red del Sistema Gasista.

I.10 Contratos interrumpibles

La posibilidad, contemplada en el Reglamento, de interrumpir el suministro a determinados consumidores que estén dispuestos a ello para resolver incidentes que deriven en una falta de suministro, dota de flexibilidad al Sistema y permite dar respuestas rápidas y eficientes ante la posibilidad eventual de fallos, sin que el resto de los consumidores se vean afectados.

En España, esta medida queda recogida en la Resolución de la DGPEyM de 25 de julio de 2006, donde se regularon las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el Sistema Gasista español.

En el artículo 2 de la Resolución anteriormente mencionada se definen dos modalidades de interrumpibilidad:

1. Comercial: se instrumenta a través de contratos firmados entre el consumidor final y el comercializador en condiciones libremente pactadas.
2. Peaje interrumpible: esta modalidad requiere la firma de un convenio entre el consumidor final, el comercializador, en su caso, y el GTS. En el caso de que el consumidor final sea una central de generación eléctrica, es imprescindible la firma de REE quien podrá denegar, conceder sin condiciones o condicionar su aprobación a la existencia de combustible alternativo almacenado.

Los tipos de peaje interrumpible son:

- Tipo A: interrupción máxima acumulada de 5 días/año.
- Tipo B: interrupción máxima acumulada de 10 días/año.
- Gasoductos estructuralmente saturados: posible interrupción máxima superior a 10 días.

Las condiciones para poder acogerse a este peaje son las siguientes:

- a) Consumo anual superior a 10 GWh/año y consumo diario superior a 26.000 kWh/día.
- b) Presión de suministro superior a 4 bar.

- c) Telemida operativa.
- d) Cumplimiento de los criterios geográficos y técnicos valorados por el GTS y en su caso por REE.

La DGPEyM, a propuesta del GTS, y previo informe de la CNMC, determina anualmente las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. A estos efectos, solamente se considerarán las zonas en las que las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal, de acuerdo a la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del Sistema Gasista.

I.11 Combustibles de reserva alternativos

Al contar con una importante flexibilidad, en el Sistema español las centrales de ciclo combinado no tienen obligación de cambio de combustible (switching fuel). Sin embargo, algunas centrales pueden trabajar con combustible alternativo (principalmente diesel) durante un corto periodo de tiempo.

El Sistema Eléctrico español cuenta con un importante parque de generación instalado con fuentes distintas al gas natural que participan en el mercado diario e intradiario de casación.

En una situación hipotética de déficit de suministro de gas, los agentes que participan en el mercado eléctrico podrán promover la reducción de carga en centrales de ciclo combinado dentro de los mercados de operación de electricidad.

Por otra parte, el artículo 99.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, exime de la obligación de diversificación el abastecimiento del gas adquirido para atender el consumo de instalaciones que cuenten con suministros alternativos garantizados de otro combustible.

I.12 Eficiencia energética

Desde el IDAE y otras instituciones oficiales, se viene trabajando durante los últimos años en el ahorro y la eficiencia energética con medidas como el seguimiento del rendimiento eléctrico equivalente en cogeneración, instalación de nuevas calderas más eficientes.

I.13 Mayor utilización de fuentes de energía renovable

Fuerte desarrollo de las fuentes de generación renovable para la producción de electricidad en los últimos años. A nivel anual la generación eólica ha reducido la aportación de los CTCC's en la cobertura de la demanda eléctrica, sin embargo la intermitencia de esta fuente ha convertido a los CTCC's en el back-up de esta tecnología.

I.14. Otras medidas existentes

- Plan de Actuación en Caso de emergencia (PACE):

Este plan constituye un instrumento de proyección, organización y apoyo que evalúa las posibles situaciones de emergencia en el Sistema español y que el GTS actualiza todos los años con la supervisión del MINETAD.

- Winter Outlook:

Publicación anual sobre la previsión de demanda de gas del próximo invierno y su cobertura.

- Plan anual de Mantenimiento:

Plan anual realizado por el GTS en coordinación con los titulares de infraestructuras, sobre la planificación de las principales operaciones de mantenimiento de las instalaciones del Sistema. Esta información se actualiza y publica mensualmente.

- Programación anual oferta-demanda:

Previsión anual del movimiento de gas en el Sistema mes a mes elaborada por el GTS, realizada a partir de las previsiones de demanda disponibles en coordinación con REE, Distribuidoras y Transportistas, y de las previsiones de aprovisionamiento de las Comercializadoras.

I.15. Existencias mínimas de seguridad

Están obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gas natural, conforme a lo dispuesto en el citado artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre:

- a) Los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional.
- b) Los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores autorizados.

Para los sujetos anteriores, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad son las establecidas en el Artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011 de 17 de noviembre, que actualiza la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a que hace referencia el artículo 17.1 del RD 1716/2004, pasando de 10 a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior. La movilización de estas existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico corresponde exclusivamente al Gobierno.

Dichas existencias se mantendrán en almacenamientos subterráneos de la red básica, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos.

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, habilita al Gobierno a distinguir dentro de las existencias mínimas de seguridad entre existencias de carácter estratégico y existencias de carácter operativo. Además, se habilita a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), a constituir, mantener, y gestionar existencias de carácter estratégico de gas natural y de gas natural licuado (GNL), en los términos que se determinen reglamentariamente.

Anexo II: Resumen de medidas relativas a la seguridad de suministro de gas

1. Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro.

A continuación, se muestra un resumen de las principales medidas de mercado relativas tanto a la oferta como a la demanda, recogiendo una descripción de su alcance y su clasificación en medidas preventivas (PAP) y/o de emergencia (PE).

Tabla 9: Medidas de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro

Medidas de mercado dirigidas a la seguridad del suministro de gas

Cod	Medidas	Descripción	PAP	PE
Oferta	I.1 Inversiones en infraestructuras	Planificación Obligatoria vigente, con sus revisiones anuales incluye un criterio N-1 nacional.	SI	NO
	I.2 Flexibilidad de entrada de gas al sistema	El Sistema cuenta con una amplia capacidad de entrada con 6 plantas de regasificación y 6 conexiones internacionales en operación. A 31/12/2015 las plantas de regasificación cuentan con una capacidad nominal (emisión + sistemas) de 1.986 GWh/día, y la capacidad de entrada por los puntos de interconexión alcanza los 979 GWh/día	SI	SI
	I.3 Almacenamiento comercial de gas	La capacidad útil de los AASS para el invierno 16-17 es de 31,725 TWh. A 31/12/2015 el conjunto de plantas en operación cuenta con una capacidad de almacenamiento de 3.316.500 m ³ GNL (22.718 GWh) Por tanto, la capacidad disponible en los tanques de GNL es una herramienta de flexibilidad muy importante. Plan de Actuación Invernal (PAI): reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª (Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM). Además, el Sistema español cuenta con un amplio número de comercializadoras activas con posibilidad de acceso al mercado spot mundial de GNL.	SI	SI
	I.4 Diversificación de suministros	Alto grado de diversificación. En el año 2015 se recibió gas procedente de ocho países, siendo Argelia el principal suministrador (59,9 %) seguido por Nigeria (12%) y Francia (9 %).	SI	SI
	I.5 Capacidad bidireccional de las CI	Todas las conexiones con Francia y Portugal son bidireccionales. Se actuará según lo dispuesto en las dos circulares al efecto: 1. Los mecanismos de gestión de congestiones (Circular 1/2013, de 18 de diciembre), detallados en la Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012 que modifica el Anexo I del Reglamento (CE) nº715/2009 2. Los mecanismos de asignación de capacidad (Circular 1/2014, de 12 de febrero), los cuales se aplican de acuerdo a criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación, y que serán desarrollados de acuerdo a lo establecido en el Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013	SI	SI
	I.6 Coordinación de TSO,S en CCII y asistencia mutua	Los gestores de las redes de transporte coordinan conjuntamente la operación física, cumpliendo con los requerimientos comerciales y optimizando el transporte. Adicionalmente se dispone de los acuerdos de asistencia mutua: Portugal – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagas y REN-GT.G, de 2011 y Francia – España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagas y TIGF, de 2010.	SI	SI
	I.7 Mercado organizado (MBGAS)	En funcionamiento desde diciembre de 2015. Participación del gestor de la red de transporte para realizar acciones de balance y asegurar el suministro.	SI	SI
	I.8 Utilización de los contratos	Los usuarios disponen de posibilidad de contratar capacidad diaria, mensual o anual	SI	NO
	I.9 Integración de gas de fuentes renovables	Se ha actualizado la legislación en vigor, publicando los requisitos que ha de cumplir el biogas para ser inyectado en la red.	SI	NO
Demanda	I.10 Recurso a peaje interrumpible	Oferta de peaje interrumpible con actualización anual. Para el periodo 1-oct-16 al 30-sep-17, el Sistema cuenta con una capacidad interrumpible de 0,5 GWh/día (tipo "A"), de acuerdo a la Resolución de 9 de junio de 2016 de la DGPEyM. Esta oferta se ajusta a lo establecido en la Orden IET/2446/2013, que limitaba la capacidad interrumpible a zonas saturadas en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal.	SI	SI
	I.10 Recurso a interrumpibilidad comercial	Contratos bilaterales entre el cliente y el comercializador, con el objeto de evitar que este último incurra en situación de desbalance como consecuencia de incidentes que provoquen falta de gas relacionados con dicho comercializador.	SI	SI
	I.11 Combustibles de reserva alternativos en CTCC's	Al contar con una importante flexibilidad, en el Sistema español las centrales de ciclo combinado no tienen obligación de cambio de combustible (switching fuel). Sin embargo, algunas centrales pueden trabajar con combustible alternativo (principalmente diesel) durante un corto periodo de tiempo.	NO	SI
	I.11 Mercado de generación de electricidad	El Sistema Eléctrico español cuenta con un importante parque de generación instalado con fuentes distintas al gas natural que participan en el mercado diario e intradiario de casación. En una situación hipotética de déficit de suministro de gas, los agentes que participan en el mercado eléctrico podrán promover la reducción de carga en centrales de ciclo combinado dentro de los mercados de operación de electricidad	SI	SI
	I.12 Mayor eficiencia	Desde el IDAE y otras instituciones oficiales, se viene trabajando durante los últimos años en el ahorro y la eficiencia energética con medidas como el seguimiento del rendimiento eléctrico equivalente en cogeneración, instalación de nuevas calderas más eficientes.	SI	NO
I.13 Mayor utilización de fuentes de energía renovable	Fuerte desarrollo de las fuentes de generación renovable para la producción de electricidad en los últimos años.	SI	NO	

Tabla 10: Otras medidas de mercado

	Medidas	Descripción
Oferta	Flexibilidad de producción nacional	España no cuenta con yacimientos de importancia (anualmente, <0,3% del aprovisionamiento del Sistema español)
Demanda	Reducción de carga firme a petición del operador del sistema	Actualmente, no existe la modalidad de contratación donde los clientes industriales conectados a la red de transporte deban reducir consumo a petición del operador del sistema bajo un sistema de incentivos/penalizaciones.

2. Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro

Las medidas no basadas en el mercado, recogidas en el anexo III del Reglamento, son las recogidas en el siguiente cuadro. Estas medidas podrán activarse únicamente en situación de emergencia, siempre y cuando, tras la utilización de medidas de mercado, el suministro de gas sea insuficiente para satisfacer la demanda y se requiera la introducción de medidas distintas a las de mercado para salvaguardar el suministro de gas de los clientes protegidos.

Tabla 11: Medidas distintas de las de Mercado dirigidas a la seguridad de suministro

	Cod	Medidas
Oferta	20 ^a	Almacenamiento estratégico de gas
	21 ^a	Extracción obligatoria de almacenamiento
	22 ^a	Incremento obligatorio de producción nacional
	23 ^a	Generación de electricidad impuesta para fuentes distintas al gas
	24 ^a	Utilización obligatoria de las reservas de combustibles alternativos
Demanda	25 ^a	Forzar el cambio de combustible (switching fuel)
	26 ^a	Restricción de carga firme obligatoria

En los términos recogidos en el Anexo III del Reglamento, la legislación española recoge desde hace años la obligación de las empresas del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico. Además, en relación con la medida encaminada a la obligación de generación eléctrica con fuentes distintas al gas, destacar que anualmente, durante la elaboración del Plan de Actuación en caso de Emergencia a nivel nacional (PACE), articulado en el RD 1716/2004 de 23 de julio, el GTS se coordina con REE con el objeto de analizar la capacidad del

Sistema Eléctrico de prescindir de generación procedente de CTCC's, en varias situaciones de emergencia:

- ante el fallo de abastecimiento de gas desde un país de origen
- algunos casos relevantes de indisponibilidad de instalaciones de entrada al Sistema.

En cuanto a la obligación de incrementar la producción nacional de gas (medida nº22), en España esta medida carece de efectividad al contar con reducido número de yacimientos y de limitada capacidad.



Anexo II : Plan de Emergencia del Sistema Gasista español

(REGLAMENTO EUROPEO 994/2010)

Plan de Emergencia del Sistema Gasista español

(REGLAMENTO EUROPEO 994/2010)

Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital

Secretaría de Estado de Energía

Dirección General de Política Energética y Minas

Subdirección General de Hidrocarburos

Índice:

1. Alcance	3
2. Funciones y responsabilidades.....	4
2.1 Autoridad competente.....	4
2.2 Agentes del Sistema.....	5
2.3 Grupo de Gestión de Crisis	7
2.4 Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión.....	7
3. Procedimiento de actuación en los estados de operación.....	8
3.1 Operación normal y situaciones de operación Excepcional.....	9
3.2 Nivel de alerta temprana.....	13
3.3 Nivel de alerta.....	16
3.4 Nivel de emergencia	19
4. Cooperación regional	30
Anexo I: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo al suministro.....	31
Anexo II: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo a infraestructura.	34

1. Alcance

El presente Plan de Emergencia detalla las actuaciones a realizar en una situación de emergencia según se requiere en el Reglamento (UE) N° 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo (en adelante, el Reglamento).

Se ha realizado con vistas a garantizar el suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista y especialmente a los clientes protegidos.

Se ha desarrollado en un espíritu de solidaridad regional, valorando con detalle las posibles implicaciones con otros Estados Miembros y considerando con especial atención tanto los avances en el plan decenal de desarrollo de la red de la Unión que elabora ENTSOG (TYNDP) como los planes de inversión de la región sur (SGRIP) desarrollados por los TSOs.

Las medidas recogidas son transparentes, proporcionadas, no discriminatorias y verificables, buscando no distorsionar el funcionamiento eficaz del mercado interno de gas y sin poner en peligro el suministro de gas al resto de Estados Miembro o de la Unión en su conjunto.

El presente documento se enmarca dentro del régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos gaseosos¹. Dicho marco jurídico establece las medidas destinadas a garantizar la seguridad del suministro del Sistema Gasista español, las responsabilidades de los distintos agentes públicos y privados (empresas, administraciones, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) y Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (en adelante, CORES)) así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

El Plan de Emergencia ha sido previamente sometido a consulta con las Autoridades Competentes de Francia y Portugal que han comunicado tras su análisis que no realizan observaciones al mismo. Además se ha sometido a consulta con los principales agentes del sector a nivel nacional.

¹ Ley 34/1998, de 7 de octubre y sus consiguientes modificaciones, del Sector de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo (el RD 949/2001, RD 1434/2002, RD 1716/2004, Orden ITC/3126/2005, Orden ITC/4100/2005, RD 1766/2007, ITC/3862/2007, ITC/3128/2011 y Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS)).

2. Funciones y responsabilidades

A continuación se detallan los roles y responsabilidades de cada uno de los agentes que intervienen en el Sistema Gasista.

2.1 Autoridad competente

La autoridad competente designada para garantizar la seguridad del suministro es el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (en adelante, MINETAD). Las funciones de esta autoridad competente son las siguientes:

1. Velar por la supervisión periódica de la aplicación del Plan de Acción Preventivo y del Plan de Emergencia.
2. Velar por el funcionamiento seguro de la red de gas natural en todo momento y abordar y exponer en dichos planes las restricciones técnicas que afectan a su funcionamiento, incluidas las razones técnicas y de seguridad que pueden conducir a la reducción de los flujos en caso de emergencia.
3. Establecer las funciones y responsabilidades de los diferentes actores implicados.
4. Cooperar regionalmente para procurar evitar una interrupción del suministro y limitar los daños.
5. Informar inmediatamente a la Comisión cuando declare alguno de los niveles de crisis, facilitando toda la información necesaria, en particular información sobre las medidas que tiene intención de adoptar.
6. Atenerse al plan de emergencia, salvo en circunstancias extraordinarias debidamente justificadas, donde podrá adoptar medidas que se aparten de dicho plan. Dichas medidas excepcionales deben ser plenamente conformes con el Derecho de la Unión y notificarse a la Comisión.
7. Modificar el Plan de Acción Preventivo o de Emergencia a solicitud de la Comisión, debiendo notificar el plan modificado a la Comisión o informar de las razones por las que no está de acuerdo con la solicitud.
8. Garantizar que toda nueva infraestructura de transporte contribuya a la seguridad del suministro mediante el desarrollo de una red bien conectada, incluido, en su caso, un número suficiente de puntos transfronterizos de entrada y salida con arreglo a la demanda del mercado y los riesgos identificados.
9. Determinar las empresas de gas natural que deben adoptar medidas destinadas a garantizar el suministro de gas a los clientes protegidos a más tardar el 3 de junio de 2012².

² El artículo 14 Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorizaciones de instalaciones de gas, establece que todas las comercializadoras deberán poder acreditar que tienen capacidad para garantizar el suministro. Es decir, las empresas que ejercen la actividad de comercialización de gas natural deben acreditar que tienen capacidad para atender las demandas de gas de sus clientes, incluidos los protegidos, sin que se puedan producir restricciones del suministro más allá de situaciones extraordinarias. Para ello, deben poder acreditar la existencia de contratos, precontratos o garantías de suministro de un proveedor de gas que puedan ser utilizados para dar cobertura a las actividades de comercialización previstas, asegurando la necesaria diversificación de sus suministros.

10. Garantizar que las condiciones de suministro a los clientes protegidos se establezcan sin perjuicio del funcionamiento adecuado del mercado interior del gas y a un precio que respete el precio de mercado de los suministros.
11. Participar en el Grupo de Coordinación de la Comisión; ante una emergencia regional o de la Unión, la autoridad competente prestará un apoyo activo facilitando los datos sin demora recogidos en el artículo 13 del Reglamento.
12. Remitir a la Comisión (Grupo de Coordinación) una evaluación detallada en el caso de la activación de una emergencia. Dicha evaluación reflejará la eficacia de las medidas aplicadas, el impacto en el sector de la electricidad y la asistencia prestada a, o recibida, de la Unión y sus Estados miembros, y se reflejará en las actualizaciones de los planes de acción preventivos y de los planes de emergencia.
13. Comunicar a la Comisión los acuerdos intergubernamentales celebrados con terceros países que tengan un impacto en el desarrollo de infraestructuras de gas y el suministro de gas.
14. Comunicar a la Comisión de forma agregada los contratos de duración superior a un año que las empresas celebran con suministradores de terceros países.

2.2 Agentes del Sistema

Tabla 1: Agentes del Sistema Gasista español

Organismo	Roles y responsabilidades
Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR)	Autoridad competente responsable de velar por la aplicación de las medidas previstas en el Reglamento 994/2010, pudiendo delegar cometidos específicos a otros órganos. Dichos cometidos se desempeñarán bajo su supervisión y deberán especificarse en los Planes de Acción Preventiva y Planes de Emergencia.
Grupo de gestión de crisis	Equipo multidisciplinar, liderado por la autoridad competente, encargado de valorar la necesidad de declarar alguno de los niveles de crisis establecidos en el Reglamento (UE) 994/2010. El Equipo de Coordinación tomará las decisiones necesarias sobre el funcionamiento del sistema en situaciones de crisis.
ENAGÁS Gestor Técnico del Sistema (GTS)	Organismo encargado de la gestión técnica y de la operación de la red básica de gasoductos y de las redes de transporte secundario y responsable de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural. El GTS, en el desarrollo de su labor, será el responsable de identificar los posibles riesgos de suministro en el sistema y de convocar, en caso necesario, al Equipo de Coordinación del que formará parte, para la adopción de medidas que sitúen al sistema en una situación de operación normal.
Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)	Organismo encargado del control del cumplimiento de la obligación de existencias mínimas de seguridad y de la diversificación de los abastecimientos de gas natural en los términos establecidos en el Real Decreto 1716/2004
Operador sistema eléctrico (REE)	Transportista único y operador del sistema eléctrico español. En situación de alerta y/o emergencia, optimizará el consumo de ciclos combinados garantizando la seguridad del sistema eléctrico. Esta medida se adoptará en estrecha colaboración con REE, presente en el Equipo de Coordinación
Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)	Autoridad Nacional Reguladora de los mercados eléctrico y de hidrocarburos (líquidos y gaseosos) responsable de velar por la competencia efectiva en los sistemas energéticos y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento, en beneficio de todos los sujetos que operan en dichos sistemas y de los consumidores. Tras una situación de crisis en el sistema gasista, la CNMC, presente en el Equipo de Operación, colaborará en la elaboración de un informe detallado de la gestión de la crisis incluyendo valoraciones cuantitativas y cualitativas de las decisiones tomadas.
Asociación Española del Gas (SEDIGAS)	Órgano representativo del sector gasista que agrupa a empresas, entidades y personas físicas comprometidas con el desarrollo de la industria del gas canalizado. Apoyará al Equipo de Coordinación facilitando la información que pudiera precisarse. Además podrá prestar otros servicios dentro su ámbito de actividad.
Clientes acogidos a interrumpibilidad	Conjunto de clientes a los que es posible interrumpir el suministro de forma que el sistema dispone de cierto grado de flexibilidad para resolver situaciones que deriven en un déficit de suministro. En situación de alerta, la autoridad competente podrá ordenar al GTS la aplicación de esta medida de mercado, que de forma generalizada deberá llevarse a cabo con un preaviso de al menos 24 horas.
Transportistas	Sociedades mercantiles titulares de instalaciones de almacenamiento, plantas de regasificación o gasoductos de transporte de gas natural (con presión superior a 16 bares), que deben permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a sus instalaciones. En situación de crisis, el representante en el Equipo de Coordinación, tiene la obligación de colaborar para garantizar la implantación de las medidas adoptadas en virtud de su responsabilidad relativa a la seguridad del suministro, así como la de remisión de la información que resulte necesaria.
Distribuidoras	Sociedades mercantiles titulares de instalaciones de distribución de gas natural (con presión menor o igual de 16 bares o que alimenten a un sólo consumidor) que deben permitir el acceso de terceros (comercializadores y clientes cualificados) a su red. En situación de crisis, el representante en el Equipo de Coordinación, tiene la obligación de colaborar para garantizar la implantación de las medidas adoptadas en virtud de su responsabilidad relativa a la seguridad del suministro, así como de la aportación de la información que resulte necesaria.
Comercializadoras	Sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de transportistas y distribuidores en los términos establecidos en la normativa vigente (acceso regulado), adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales en condiciones libremente pactadas. Los comercializadores comparten la responsabilidad de la seguridad de suministro y aportarán la información solicitada en el artículo 13 del Reglamento.
Consumidores directos en mercado	Adquieren gas para su propio consumo accediendo directamente a las instalaciones de terceros. Los consumidores directos en mercado comparten la responsabilidad de la seguridad de suministro y aportarán la información solicitada en el artículo 13 del Reglamento.

2.3 Grupo de Gestión de Crisis

Ante una situación que requiera la declaración de alguno de los niveles de crisis se reunirá un Grupo de Gestión de Crisis, liderado por la Autoridad Competente, en virtud del artículo 10, apartado 1, letra g) del Reglamento 994/2010, que será el encargado de gestionar dicha crisis.

Estará constituido por los diferentes agentes del sector y velará por la seguridad del suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista.

Se coordinará con el Centro de Control e Información de Protección Civil de la Comisión, en el caso de que la situación de emergencia precise de ayuda por parte de la Unión Europea.

En el nivel de Emergencia, la Comisión Europea podrá convocar al Grupo de Gestión de Crisis y podrá, de acuerdo con los gestores de crisis, invitar a otras partes interesadas a participar en ese grupo. La Comisión Europea velará por que se informe periódicamente al Grupo de Coordinación del gas, definido en el artículo 12 del Reglamento 994/2010, acerca de las tareas emprendidas por el Grupo de Gestión de Crisis.

El resultado de las decisiones tomadas en el ámbito del Grupo de Gestión de Crisis se incorporará como parte integrante del informe explicativo de las medidas adoptadas ante cualquiera de los niveles de crisis.

2.4 Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión

El Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión gestionará las emergencias que puedan dar lugar a una petición de ayuda a la Unión y a sus Estados miembros, siguiendo las directrices marcadas en el Grupo de Coordinación del gas y garantizando la eficacia de las acciones y medidas activadas.

El Grupo de Gestión de Crisis deberá colaborar activamente en el caso de que la Comisión declare una emergencia a nivel regional o de la Unión.

Además, cuando el nivel de emergencia nacional precise de ayuda y colaboración de los Estados miembros, el Grupo de Gestión de Crisis notificará la situación al Centro de Control e información de Protección Civil de la Comisión y seguirá las medidas acordadas para mitigar los efectos de la emergencia.

3. Procedimiento de actuación en los estados de operación

En este apartado se definirán las distintas medidas con las que cuenta el Sistema español y que vienen definidas en el anexo II del Reglamento así como en la regulación nacional, y los distintos niveles de operación y los mecanismos establecidos para la transmisión de la información entre los sujetos encargados de gestionar la crisis.

,En el procedimiento de actuación se prevén dos niveles que preceden a los recogidos en el reglamento (Situación de operación excepcional 0, SOE-0, y Situación de operación excepcional 1, SOE-1). Estas situaciones no implican un riesgo para la garantía, seguridad y continuidad en el suministro en el mercado firme, pero pueden, alterar la Operación Normal del mismo.

3.1 Operación normal y situaciones de operación Excepcional

Definición:

El Sistema Gasista se encuentra en situación de Operación normal cuando las variables básicas de control están dentro de los rangos normales de operación del Sistema, según lo establecido en la norma 9 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema (en adelante, NGTS). En caso de identificarse ligeras alteraciones en las variables de control del Sistema que puedan subsanarse sin necesidad de declarar ninguno de los niveles de crisis establecidos en el Reglamento, el sistema, se encuentra en situación de operación excepcional (SOE), que podrá ser SOE-0 o SOE-1 en función de las medidas necesarias para revertir la situación.

Las variables básicas de control³ que determinan la situación del Sistema, identificadas en el PD-09 que desarrolla la norma 9 de las NGTS, son:

- La demanda de gas, cuya previsión elabora el Gestor Técnico del Sistema (en adelante, GTS) en distintos horizontes temporales.
- La total disponibilidad de la capacidad disponible en las entradas de gas al Sistema, tanto de gas natural (GN) como gas natural licuado (GNL).
- La total operatividad de las terminales de GNL del Sistema, de las estaciones de compresión y el flujo en los nudos del Sistema.
- Las sobrepresiones o pérdidas de presión en los gasoductos y redes de transporte y distribución críticos para el Sistema. Las presiones de operación no podrán superar las presiones máximas de diseño de las instalaciones. Las NGTS especifican en su apartado 2.4.4 cuales deben ser las presiones mínimas de garantía en el Sistema:
 - ✓ En puntos de conexión a gasoductos de transporte básico, de líneas directas y de redes de distribución que tengan por objeto llevar el gas a un solo consumidor final, el valor mínimo de la presión se establece en 16 bar.
 - ✓ En puntos de conexión a gasoductos de transporte básico de otros gasoductos de transporte básico o secundario, se establece un valor mínimo de 40 bar si el punto de conexión se encuentra situado dentro de un sistema mallado y un valor mínimo de 30 bar, si el punto de conexión es una extensión lineal a partir de una red mallada con un único sentido de flujo.
 - ✓ En puntos de conexión a gasoductos de transporte secundario, se establece un valor mínimo de 16 bar.

Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad de suministro establecidos.

Recopilación de información:

³ El Gestor Técnico del Sistema pone a disposición de los agentes información permanentemente actualizada sobre las variables básicas de control de la operación diaria del Sistema. Así, en la página web de Enagás-GTS, es posible consultar informes con el detalle de la previsión de demanda, cobertura de la misma, capacidades disponibles, y utilización de las instalaciones y, en general, el funcionamiento de todas las instalaciones de la red básica.

Para la correcta explotación del Sistema y para la elaboración de los diferentes planes relacionados con la seguridad del suministro, el GTS solicita la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones a los diferentes agentes del Sistema.

Estrategia operativa:

Para la gestión diaria del Sistema, el GTS, dispone de un cierto grado de flexibilidad que proporcionan las siguientes medidas:

- Reconfiguración de la red
- Redistribución del Stock en la red de transporte
- Utilización de estaciones de compresión
- Posponer/cancelar mantenimientos
- Uso de la cuenta de Balance Operativa
- Operación conjunta en conexiones internacionales derivada de los siguientes acuerdos operativos:
 - ✓ Francia-España (VIP PIRINEOS): en las conexiones de Larrau e Irún, entre TIGF y Enagás-GTS.
 - ✓ Portugal-España (VIP IBÉRICO): en las conexiones de Tuy y Badajoz, entre REN y Enagás-GTS.
- Acciones de balance en el mercado organizado (Compra-venta, Producto local y Servicio de Balance) por parte del GTS.

Existen otras medidas, que pueden ser aplicadas directamente por el propio comercializador:

- Uso de mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras de gas y clientes finales para evitar desbalances y posibles riesgos en el Sistema
 - ✓ Activación interrumpibilidad comercial.

Si a pesar del uso de estas medidas, no se cumplan cualquiera de los parámetros que definen la Operación Normal, pero que no requieren la declaración de los niveles de crisis recogidos en el artículo 10 del Reglamento 994/2010, el GTS cuenta con instrumentos adicionales para controlar la situación, previa declaración de SOE-0:

- Activación de Acuerdos de Asistencia Mutua internacionales:
 - ✓ Francia-España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás-GTS y TIGF. En situación debidamente justificada se puede precisar del apoyo de un OBA máximo, que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Ambos gestores elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.
 - ✓ Portugal-España: Acuerdo de Asistencia Mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG. En situación debidamente justificada se puede precisar del apoyo de un OBA máximo, que se corresponde con el primer nivel del acuerdo. Ambos gestores elaborarán un programa conjunto de asistencia mutua que contemplará tanto las cantidades de apoyo como la devolución de las mismas, indicando plazos y volúmenes diarios.

- Modificación de la descarga y carga de buques, sin afección comercial
 - ✓ En la reordenación de descargas de buques, el GTS buscará mantener en todo momento el nivel de existencias de GNL que garantice la operación segura. La regulación no recoge un mecanismo de mercado que permita reordenar la logística de cargas/descargas de GNL, redistribuyendo la producción y evitando situaciones potenciales de riesgo, por lo que actualmente el GTS realiza los mayores esfuerzos para encontrar comercializadores que no tengan inconveniente en el desvío de buques supuesto el reconocimiento comercial en la planta de destino original, notificando a continuación al Sistema la Situación de Operación Excepcional de nivel 0 (SOE-0).

- Maximización de la cuenta OBA en cada uno de los puntos de entrada a la red de transporte.

Cuando se alcancen los límites establecidos de la cuenta de balance operativo (OBA)⁴, se podrá acordar la ampliación de los mismos con el fin de ofrecer asignaciones a los usuarios de la red que equivalgan a sus cantidades confirmadas.

- Uso de las existencias del plan invernal por parte de los usuarios.
 - ✓ Los usuarios hacen uso de dicha reserva, sin existir obligación por parte de un tercero, ante un deterioro de la situación de suministro, y exclusivamente a los efectos de mantener los parámetros de seguridad.

El Sistema se encontrará en SOE-1 cuando las medidas previstas en la SOE-0 sean insuficientes para reconducir la situación al estado de Operación Normal. En estos casos, el GTS podrá

- Ofertar y aplicar peaje interrumpible que responda a los problemas operativos en la zona afectada.

Para valorar la efectividad de esta medida, será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro, así como precisar las cuantías y, si es posible, la duración de las restricciones. Cuando se establezca una interrupción parcial de clientes interrumpibles, los clientes a interrumpir se repartirán proporcionalmente al mercado interrumpible de cada comercializador

Supervisión de la situación:

Si las medidas aplicadas no consiguen paliar la situación pudiendo degenerar en un deterioro del suministro, el GTS lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis que valorará la necesidad declarar alguno de los niveles de crisis previstos en el Sistema.

⁴ Operational Balancing Account (OBA). Balance operativo derivado del reparto de gas entre los gestores de la interconexión. Las cantidades de gas vendrán determinadas por la diferencia entre la cantidad total medida en la interconexión y la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios en dicha interconexión. El balance operativo es conjunto en las conexiones con Francia y Portugal, pudiendo tener un valor positivo o negativo dependiendo de las cantidades medidas y de la suma de las nominaciones confirmadas a los usuarios.

Esquema de actuación:

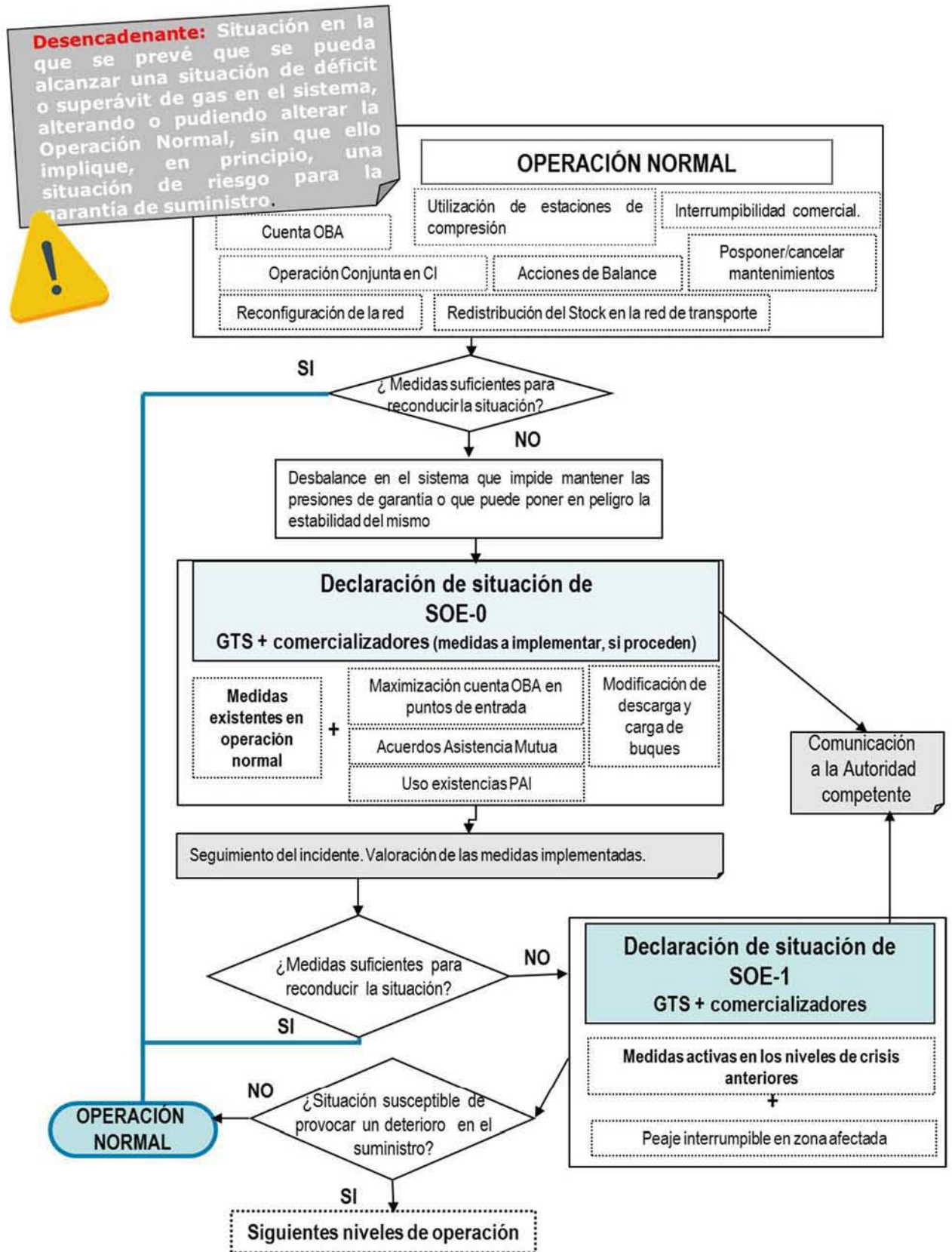


Figura 1: Esquema de actuación en situación de operación normal

3.2 Nivel de alerta temprana

Definición:

El nivel de alerta temprana, según se define en el artículo 10 apartado 3 (a) del reglamento (UE) Nº 994/2010, se declara en caso de existir información concreta, seria y fiable de que puede producirse un suceso susceptible de provocar un importante deterioro de la situación de suministro y de desencadenar el nivel de alerta o de emergencia.

Activación:

El GTS, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del Sistema, planes de mantenimiento y el resto información disponible en el SL-ATR), convocará al Grupo de Gestión de Crisis para valorar la necesidad de activar el nivel de ALERTA TEMPRANA.

Cuando la autoridad competente declare el nivel de ALERTA TEMPRANA deberá informar inmediatamente a la Comisión remitiéndole toda la información necesaria, en concreto las medidas que se van a adoptar. Asimismo, informará a los agentes activos en el sistema gasista.

Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos vigentes, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y utilizando adicionalmente a las medidas en operación normal otras medidas de mercado dirigidas a la oferta.

Recopilación de información:

Para la evaluación de la situación el Grupo de Gestión de Crisis solicitará la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones a los agentes del Sistema.

Estrategia operativa:

La estrategia operativa en este nivel de crisis se inicia informando de la situación a las empresas de gas natural para de esta manera facilitarles la capacidad de reacción.

Además de la flexibilidad del Sistema en operación normal, el GTS, en coordinación con los comercializadores, podrá activar en este nivel cualquiera de las siguientes medidas adicionales que contribuyan a resolver la situación y que se recogen en la tabla 2. "Medidas aplicadas en las diferentes situaciones de operación y situaciones de crisis."

Supervisión de la situación:

El GTS impartirá las instrucciones necesarias, dentro de sus funciones y potestades, para el adecuado funcionamiento del Sistema en este nivel, y realizará un seguimiento de la situación, valorando la efectividad de las medidas implantadas, y lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis que valorará la necesidad de activar o no los siguientes niveles de ALERTA o EMERGENCIA.

Retorno a la operación normal:

Cuando las medidas aplicadas consiguen paliar la situación desapareciendo el riesgo de falta de suministro, el Grupo de Gestión de Crisis declara la vuelta al nivel de OPERACIÓN NORMAL.

El Grupo de Gestión de Crisis realizará un informe con el seguimiento de la operación y la efectividad de las medidas implantadas durante la declaración del nivel de ALERTA-TEMPRANA, pudiendo adicionalmente incluir cualquier otra información relevante. Además, se valorará si procede, la implantación de acciones de mejora para paliar lo ocurrido en un futuro, que podrán recogerse en actualizaciones futuras del PLAN DE ACCIÓN PREVENTIVO.

Por último, se analizarán las causas del origen del incidente desencadenante del nivel de ALERTA TEMPRANA, y se estudiará la posibilidad de aplicar las penalizaciones pertinentes a los responsables de dicha situación.

Esquema de actuación:

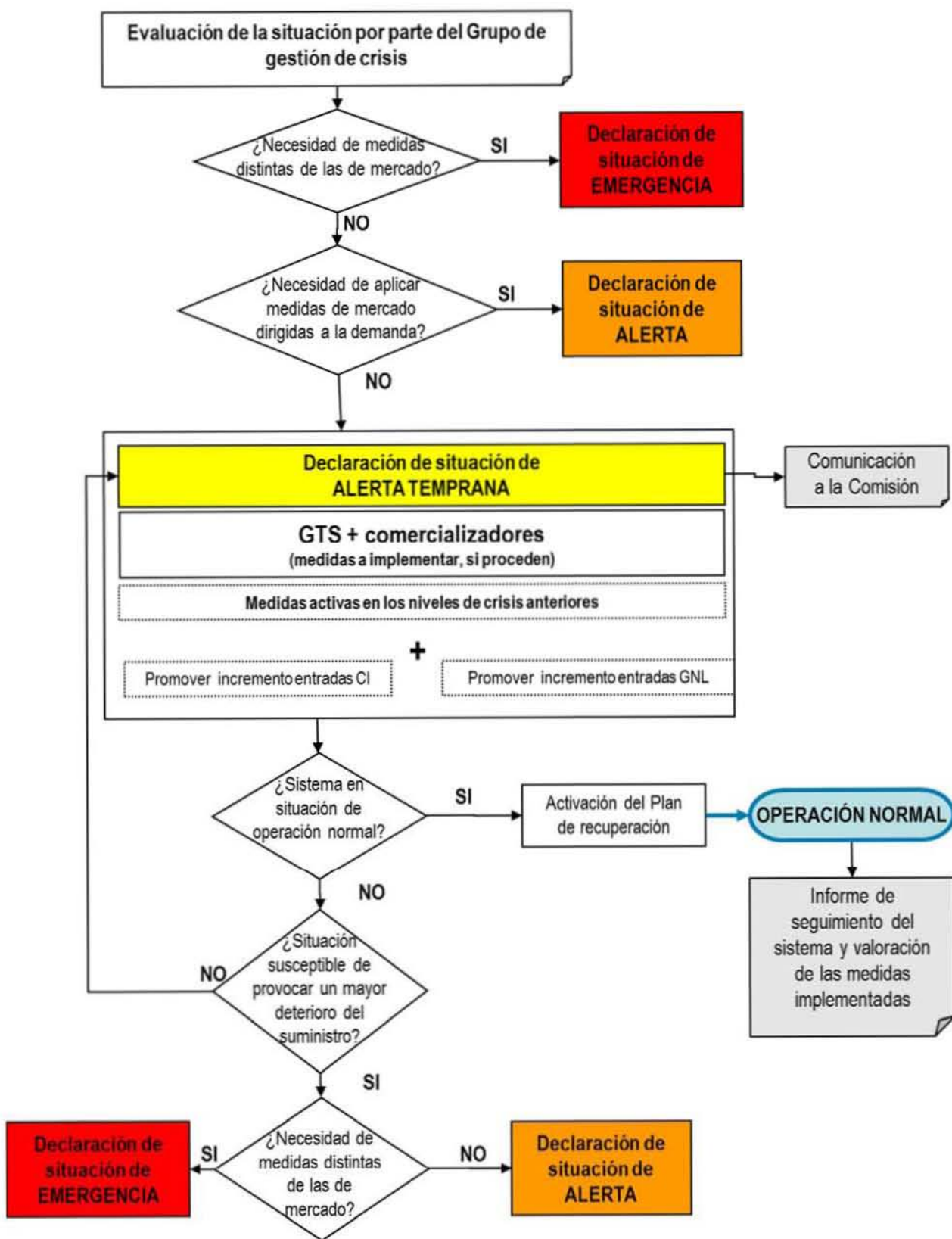


Figura 2: Esquema de actuación en situación de alerta temprana

3.3 Nivel de alerta

Definición:

El nivel de alerta, según se define en el artículo 10 apartado 3 del reglamento (UE) N° 994/2010, se declara cuando se produce una interrupción del suministro o una demanda excepcionalmente elevada de gas que provoque un importante deterioro de la situación del suministro, pero el mercado todavía es capaz de gestionar esa interrupción o demanda sin necesidad de recurrir a medidas distintas de las de mercado.

Activación:

El GTS, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del Sistema, planes de mantenimiento y el resto información disponible en el SL-ATR), convocará al Grupo de Gestión de Crisis para valorar la necesidad de activar o no el nivel de ALERTA

Los escenarios que justifican la activación de este nivel de crisis son:

- a) Cuando, tras la declaración de nivel de ALERTA TEMPRANA, el Grupo de Gestión de Crisis considere que las medidas adoptadas son insuficientes para volver a la situación normal pero en principio no se precisa de medidas distintas a las de mercado.
- b) Directamente desde una situación de Operación normal, si se previese un importante e inminente déficit de suministros que ponga en riesgo la seguridad del suministro.

Cuando la autoridad competente declare el nivel de ALERTA deberá informar inmediatamente a la Comisión, remitiéndole toda la información necesaria, en concreto las medidas que se van a adoptar. Asimismo, informará a los agentes activos en el mercado gasista.

Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos vigentes, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y utilizando adicionalmente a las medidas en operación de alerta temprana otras medidas de mercado dirigidas a la demanda.

Recopilación de información:

Para la evaluación de la situación el Grupo de Gestión de Crisis solicitará la información necesaria para el desarrollo de sus funciones a los agentes del Sistema.

Estrategia operativa:

La estrategia operativa comienza poniendo en conocimiento de todos los agentes la información de la evolución de la situación del Sistema en este nivel, para facilitarles en la medida de lo posible la capacidad de reacción.

Además de las medidas del nivel de ALERTA TEMPRANA, el GTS, siguiendo las directrices Grupo de Gestión de Crisis, podrá activar en este nivel de ALERTA cualquiera de las siguientes medidas adicionales que contribuyan a resolver la situación y que se recogen en la tabla 2. Medidas aplicadas en las diferentes situaciones de operación y situaciones de crisis.

En este nivel, puede precisarse la aplicación de interrumpibilidad en la totalidad del sistema

.El GTS realizará la comunicación de la orden de interrupción al comercializador y al operador de las instalaciones de transporte y/o distribución, siendo este último el responsable de llevar a cabo la interrupción física del suministro y confirmará al GTS la ejecución de la orden de interrupción proporcionando la lectura del consumo en el momento de su interrupción. En el caso de que el consumidor final sea una instalación de generación eléctrica, la interrupción o eventual prórroga deberá ser previamente acordada con el Operador del Sistema Eléctrico (en adelante, REE), según dispongan los procedimientos de coordinación existentes entre ambos.

En todo caso, en la aplicación de la interrumpibilidad, el GTS deberá ser selectivo y aplicar el principio de responsabilidad individual por el que, en la medida de lo posible, se dará prioridad en la interrupción a aquellos consumidores acogidos al peaje interrumpible cuyos aprovisionamientos estén directamente (o indirectamente a través de un comercializador) vinculados al incidente que ha provocado la falta de gas.

Además, se mantendrá comunicación constante con REE para coordinar la optimización del consumo de gas para generación eléctrica, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará en los mercados de operación⁵ la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

Supervisión de la situación:

El GTS impartirá las instrucciones necesarias, dentro de sus funciones y potestades, para el adecuado funcionamiento del Sistema en este nivel, y realizará un seguimiento de la situación, valorando la efectividad de las medidas implantadas, y lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis que valorará la necesidad de activar o no el siguiente nivel de EMERGENCIA.

Retorno a la operación normal:

En caso de que las medidas aplicadas consigan paliar la situación desapareciendo el riesgo de falta de suministro, el Grupo de Gestión de Crisis declara la vuelta al nivel de OPERACIÓN NORMAL.

El Grupo de Gestión de Crisis realizará un informe con el seguimiento de la operación y la efectividad de las medidas implantadas durante la declaración del nivel de ALERTA, en el que incluirá cualquier otra información relevante. Además, se valorará si procede, la implantación de acciones de mejora para paliar lo ocurrido en un futuro, que podrán recogerse en actualizaciones futuras del Plan de acción preventivo.

Por último, se analizarán las causas del origen del incidente desencadenante del nivel de ALERTA, y, en su caso, se aplicarán las penalizaciones y/o sanciones reguladas a los responsables de dicha situación.

En el caso en que un consumidor con suministro interrumpible, incumpla durante el período en el que se le ha aplicado la interrupción, el GTS lo pondrá en conocimiento del Grupo de Gestión de Crisis, para la correspondiente asignación de responsabilidades, si procediera, de conformidad con lo dispuesto en Título VI de la Ley del Sector de Hidrocarburos.

⁵ Tienen por objeto adaptar los programas de producción resultantes de los mercados diarios e intradiarios a las necesidades técnicas de calidad y seguridad requeridas por el suministro de energía eléctrica. Están compuestos por la solución de restricciones técnicas, la asignación de los servicios complementarios y la gestión de desvíos. Estos mercados son gestionados por Red Eléctrica como responsable de la operación del Sistema.

Esquema de actuación

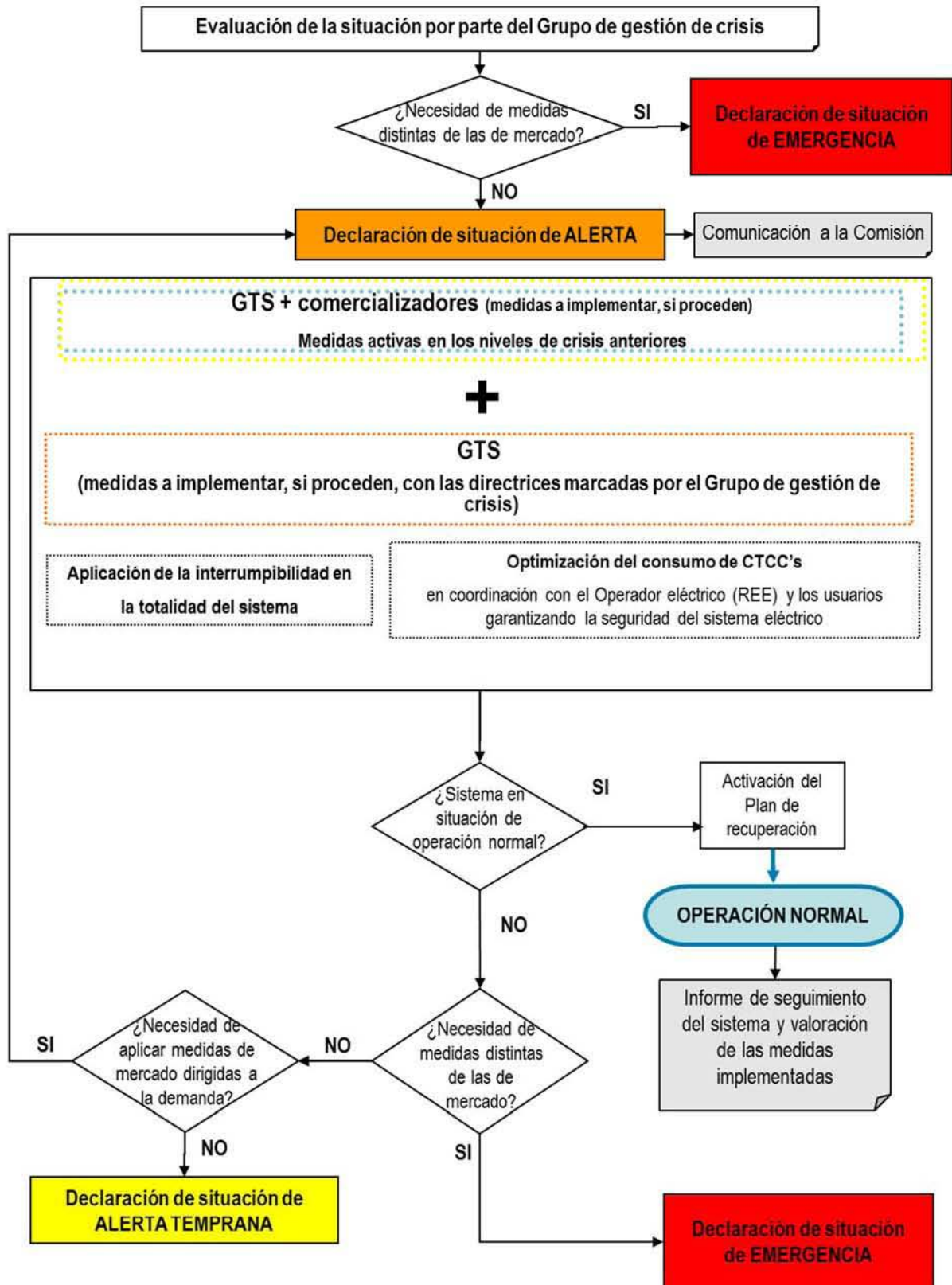


Figura 3: Esquema de actuación en situación de alerta

3.4 Nivel de emergencia

Definición:

El nivel de emergencia⁶, según se define en el artículo 10 (c) del Reglamento (UE) 994/2010, se declara en caso de una demanda excepcionalmente elevada de gas, una importante interrupción del suministro u otro deterioro considerable de la situación del suministro, y en caso de que se hayan aplicado todas las medidas pertinentes de mercado pero el suministro de gas sea insuficiente para satisfacer la demanda restante de gas, de manera que deban introducirse adicionalmente medidas distintas de las de mercado con vistas, en particular, a salvaguardar el suministro de gas a los clientes protegidos de conformidad con el artículo 8 del Reglamento.

Activación:

Si el Grupo de Gestión de Crisis, tras estudiar inicialmente la situación con información detallada y fiable, valiéndose de las herramientas a su alcance (previsión de demanda, nivel de existencias en tanques de GNL, stock en AASS, capacidades disponibles del Sistema, planes de mantenimiento y el resto información disponible en el SL-ATR etc.), considera que es necesario aplicar medidas distintas de las de mercado para solventar la situación, comunicará la situación inmediatamente al Gobierno y la autoridad competente activará el nivel de EMERGENCIA.

Los escenarios que justifican la activación de este nivel de crisis son:

- a) Cuando, tras la declaración de nivel de ALERTA TEMPRANA o nivel de ALERTA, el Grupo de Gestión de Crisis considere que las medidas adoptadas son insuficientes y deben introducirse medidas distintas de las de mercado para salvaguardar el suministro de gas, en particular, a los clientes protegidos.
- b) Directamente desde una situación de Operación normal, si se previese un importante e inminente déficit de suministros que ponga en riesgo la seguridad del Sistema y el suministro de gas natural, en particular a los clientes protegidos.

Cuando la autoridad competente declare el nivel de EMERGENCIA, deberá informar a la Comisión remitiéndole toda la información necesaria, especificando las medidas que se van a adoptar. Asimismo lo comunicará a los agentes que actúan en el sistema gasista.

Procedimiento operativo:

El GTS imparte a los diferentes sujetos consignas e instrucciones basadas en los procedimientos operativos vigentes, teniendo en cuenta los condicionamientos técnicos y utilizando adicionalmente a las medidas en operación de alerta otras medidas distintas a las de mercado.

En este estado, se suspende la participación de GTS en el mercado organizado, para la realización de acciones de balance.

⁶ A los efectos previstos en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y en el artículo 40 del Real Decreto 1716/2004, se consideran situaciones de emergencia aquellos casos en los que, por circunstancias que estén fuera del control de alguno o todos los sujetos que intervienen en el Sistema Gasista, se produzca, o exista riesgo evidente de que pueda producirse, una situación de escasez o desabastecimiento en relación con los suministros de gas de carácter firme, así como cuando pueda verse amenazada la seguridad de las personas, aparatos o instalaciones, o la integridad de la red gasista.

Recopilación de información:

Para mitigar los efectos de este nivel de crisis, el Grupo de Gestión de Crisis solicitará la información necesaria para el ejercicio de sus funciones a los agentes del Sistema, pudiendo precisar de una colaboración más activa que en los niveles anteriores.

En virtud de lo establecido en el artículo 13 del Reglamento (UE) 994/2010, durante una emergencia, las empresas de gas natural afectadas por la situación facilitarán a la autoridad competente información diaria relativa a:

- a) Previsiones diarias de la oferta y la demanda de gas para los tres días siguientes.
- b) Flujo de gas diario en mcm/día, en todos los puntos de entrada y salida en conexiones internacionales, así como en todos los puntos de entrada desde almacenamientos y terminales de GNL.
- c) Periodo, expresado en días, para el que se prevé que pueda garantizarse el suministro de gas de los clientes protegidos.

Si la situación de emergencia en el Sistema Gasista español derivara en una emergencia regional o de la Unión, la autoridad competente a través del Grupo de Gestión de Crisis deberá facilitar sin demora a la Comisión, si esta lo solicita, como mínimo la siguiente información:

- d) La información facilitada por las empresas de gas natural anteriormente mencionada.
- e) Información sobre las medidas programadas y sobre las ya aplicadas para atenuar la emergencia incluyendo información sobre su eficacia.
- f) Las solicitudes realizadas para medidas adicionales que vayan a adoptar otras autoridades competentes.
- g) Las medidas aplicadas a petición de otras autoridades competentes.

Estrategia operativa:

La información relativa a la evolución de la situación del Sistema se pondrá en conocimiento de los agentes, facilitando así, en la medida de lo posible, la reacción del mercado.

Además de las medidas disponibles en el nivel de ALERTA, el GTS, siguiendo las directrices marcadas por el Grupo de Gestión de Crisis, podrá activar las siguientes medidas:

- Interrupción al suministro firme:

La interrupción al suministro firme deberá realizarse en base al protocolo de detalle donde se concreta el contenido de los planes de emergencia para la seguridad de suministro y el procedimiento general de comunicación, actualmente en fase de aprobación.

En el caso de que la situación de emergencia sea causada por el desbalance de un usuario, el GTS articulará las órdenes de interrupción a los clientes firmes de dicho usuario, atendiendo las siguientes prioridades de suministro (en caso de retorno de suministro se considerarán estas prioridades en orden inverso):

- Clientes protegidos, que incluyen servicios declarados como esenciales de acuerdo a lo establecido en el artículo 60 del RD 1434/2002, de 27 de diciembre así como consumidores domésticos.
- Consumidores acogidos a peaje Grupo 3 que no sean industriales ni clientes protegidos.

- Consumidores industriales con suministro de carácter firme, incluyendo a las centrales para generación de energía eléctrica, con las posibles restricciones que establezca REE.

Sin perjuicio de lo anterior, el GTS elaborará un orden de prioridad de corte de suministro dentro del segmento de consumidores industriales basada en los siguientes principios:

- ✓ Minimizar los perjuicios económicos y técnicos derivados de la falta de suministro.
 - ✓ Seleccionar los consumidores a partir de un determinado consumo, a fin de conseguir el máximo grado de operatividad y reducir el número de consumidores afectados.
 - ✓ Procurar que el orden de corte de los consumidores industriales sea escalonado y que no se produzcan ceses de actividad inducidos, al romperse la cadena de materias primas básicas, productos intermedios y productos finales.
 - ✓ Con carácter general serán las empresas comercializadoras y los consumidores que se aprovisionen directamente los responsables de asegurar el suministro.
 - ✓ Velar por mantener la ecuanimidad entre las empresas distribuidoras, comercializadores y consumidores afectados, de forma que los porcentajes de reducción a aplicar en los consumos de carácter firme, sean idénticos en condiciones similares.
 - ✓ Actuar bajo los principios de intervención mínima y de proporcionalidad, de modo que las medidas adoptadas sean aquellas que, dirigidas a solucionar las situaciones creadas, produzcan las menores distorsiones en el mercado gasista español y en los sujetos que intervienen en él, procurando siempre la máxima protección a los consumidores.
- Uso de las existencias estratégicas ubicadas en los almacenamientos subterráneos
 - ✓ La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad son las establecidas en el Artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011 de 17 de noviembre, que actualiza la cuantía de las existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico a que hace referencia el artículo 17.1 del RD 1716/2004, pasando de 10 a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior. De esta forma, para el periodo:
 - abril-2016 a marzo-2017, las existencias estratégicas alcanzan los 17.132 GWh (en la Tabla 2 se recoge el dato no consolidado de 17.034 GWh).

Ante esta situación de emergencia, el Gobierno, previo acuerdo del Consejo de Ministros y en coordinación con CORES, establecerá las condiciones bajo las que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural por los sujetos obligados a su mantenimiento.

La operación en situación de emergencia se basará en los principios establecidos en el artículo 101 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, y en lo previsto en el artículo 40 de RD 1716/2004.

El artículo 40 del RD 1716/2004 "Aplicación de las existencias mínimas de seguridad de gas natural", que recoge las principales disposiciones del artículo 101 de la Ley 34/1998, establece:

[...] 2. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el Gobierno, ante situaciones de emergencia o escasez de suministro y sin perjuicio de la utilización de las existencias conforme al apartado 3 de este artículo, podrá adoptar alguna o algunas de las siguientes medidas:

Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas.

Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso a las instalaciones por parte de terceros.

Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores.

Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.

Cualesquiera otras medidas que puedan ser recomendadas por los organismos internacionales de los que España sea parte o que se determinen en aplicación de aquellos convenios en que se participe.

[...] El control y seguimiento de la utilización de existencias mínimas de seguridad en este supuesto se encomienda a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

4. En relación a las medidas señaladas anteriormente el Consejo de Ministros determinará el régimen retributivo aplicable a aquellas actividades que se vieran afectadas por las medidas adoptadas, garantizando, en todo caso, un reparto equilibrado de los costes."

A continuación, se muestra el conjunto de medidas disponibles en el Sistema para salvaguardar el suministro de la demanda de gas natural, en particular a los clientes protegidos:

Tabla 2: Medidas aplicadas en las diferentes situaciones de operación y situaciones de crisis. (i)

	ORDEN DE ACTUACIÓN	MEDIDAS DISPONIBLES	VALORACIÓN	OBSERVACIONES
OPERACIÓN NORMAL	1	Cuenta OBA	-	Diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. Estas diferencias quedan reflejadas diariamente en los informes publicados en la web de Enagás-GTS.
	2	Reconfiguración de la red	-	
	3	Redistribución del Stock en la red de transporte	-	
	4	Utilización de estaciones de compresión	-	
	5	Posponer/cancelar mantenimientos	-	
	6	Operación conjunta en conexiones internacionales (VIP IBÉRICO/ PIRINEOS)	-	Capacidad para operar conjuntamente las conexiones internacionales con un mismo Estado Miembro. Esta flexibilidad viene dada por la existencia de acuerdos operativos entre Enagás-GTS y REN/TIGF.
	7	Mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras de gas natural y clientes finales (interrumpibilidad comercial)	-	Colaboración activa entre agentes del sistema para evitar desbalances y situaciones de riesgo
	8	Acciones de balance en el mercado organizado por parte del GTS.	-	* Compra-venta * Producto local * Servicio de Balance
SOE-0	9	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y TIGF	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
		Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	10	Reordenamiento de la logística de buques	-	El GTS junto con los comercializadores, ubicará adecuadamente los suministros en el Sistema para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones dentro de la operación segura.
	11	Maximización de la cuenta OBA en los puntos de entrada	-	El GTS establecerá las consignas necesarias, para maximizar los flujos de entrada.
	12	Uso de existencias de GNL y/o AASS (PAI)	≈ 2.100 GWh(inv. 2016-2017)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal. En el invierno 2016-2017 continúa vigente el Plan Invernal aprobado en la Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM. La reserva de existencias de la citada Regla 1ª, equivalente a 2 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación y sistemas más 2 días de la contratación en CCII y yacimientos, se valoran en al menos 2.100 GWh.
SOE-1	13	Ofertar y aplicar peaje interrumpible que responda a los problemas de las zonas afectadas	-	Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos locales. Será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro.

Tabla 2: Medidas aplicadas en las diferentes situaciones de operación y situaciones de crisis. (ii)

ALERTA TEMPRANA	14	Promover el flujo máximo de entrada por CI y PR		Colaboración entre operadores y comercializadores para: - en CI unidireccionales, impulsar la utilización de la capacidad nominal de la infraestructura (a cuantificar una vez declarado el nivel de crisis). - en CI bidireccionales, reprogramación máxima variable en función de la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de la suma de las nominaciones de los usuarios, teniendo en cuenta las nominaciones bajo contratación interrumpible.
	15	Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL		Optimización las operaciones de descarga/carga en las terminales de GNL, facilitando la entrada al Sistema de buques metaneros no programados procedentes del mercado spot que contribuyan a la seguridad del suministro
ALERTA	16	Peaje interrumpible Global	0,5 GWh/día (1-oct-16 a 30-sep-17)	La contratación de peaje interrumpible, tiene una periodicidad anual. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2016 y el 30-sep-2017, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 0,5 GWh/día de tipo A.
	17	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE y los usuarios		Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas
	18	Adicionales medidas de mercado		Adicionales medidas de mercado, desarrolladas he implantadas por decisión de la autoridad competente
EMERGENCIA	19	Uso de reservas estratégicas	abril 16 - marzo 17 17.034 GWh	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998 , se establecen reservas estratégicas ubicadas en AASS cuya movilización corresponde exclusivamente al Gobierno que, previo acuerdo del Consejo de Ministros, establecerá las condiciones bajo las que podrán ser utilizadas. La obligación de reservas estratégicas corresponde a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior.
	20	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE		Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico
	21	Compras de Gas en nombre del sistema		Previa autorización de la Autoridad competente
	22	Uso del gas almacenado en el sistema		Incremento de producciones necesarias para salvaguardar el consumo de los clientes firmes
	23	Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas		De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	24	Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas seguridad de gas natural		De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	25	Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso al las instalaciones por parte de terceros		De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	26	Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores		De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	27	Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.		De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	28	Interrupciones al suministro firme		Las interrupciones al suministro firme se aplicarán siguiendo el principio de responsabilidad individual. Se debe salvaguardar en todo momento el suministro a los clientes protegidos.

	ORDEN DE ACTUACIÓN	MEDIDAS DISPONIBLES	VALORACIÓN	OBSERVACIONES
OPERACIÓN NORMAL	1	Cuenta OBA	-	Diferencia entre el flujo físico total y la suma de las nominaciones de los usuarios. Estas diferencias quedan reflejadas diariamente en los informes publicados en la web de Enagás-GTS.
	2	Reconfiguración de la red	-	
	3	Redistribución del Stock en la red de transporte	-	
	4	Utilización de estaciones de compresión	-	
	5	Posponer/cancelar mantenimientos	-	
	6	Operación conjunta en conexiones internacionales (VIP IBÉRICO/ PIRINEOS)	-	Capacidad para operar conjuntamente las conexiones internacionales con un mismo Estado Miembro. Esta flexibilidad viene dada por la existencia de acuerdos operativos entre Enagás-GTS y RENTIGF.
	7	Mecanismos de colaboración activa entre empresas comercializadoras de gas natural y clientes finales (interrumpibilidad comercial)	-	Colaboración activa entre agentes del sistema para evitar desbalances y situaciones de riesgo
	8	Acciones de balance en el mercado organizado por parte del GTS.	-	* Compra-venta * Producto local * Servicio de Balance
SOE-0	9	Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y TIGF	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
		Acuerdo de asistencia mutua entre Enagás-GTS y REN-GTG	-	Apoyo hasta alcanzar una OBA máxima acumulada, mediante la elaboración de un programa conjunto de asistencia, en situación de operación excepcional debidamente justificada. Medida reflejada en el cómputo diario de las operaciones de BRS-0.
	10	Reordenamiento de la logística de buques	-	El GTS junto con los comercializadores, ubicará adecuadamente los suministros en el Sistema para garantizar el adecuado funcionamiento de las instalaciones dentro de la operación segura.
	11	Maximización de la cuenta OBA en los puntos de entrada	-	El GTS establecerá las consignas necesarias, para maximizar los flujos de entrada.
SOE-1	12	Uso de existencias de GNL y/o AASS (PAI)	≈ 2.100 GWh(inv. 2016-2017)	Reserva operativa disponible en tanques de GNL y/o AASS durante el periodo invernal en virtud de la Regla 1ª del Plan de Actuación Invernal. En el invierno 2016-2017 continúa vigente el Plan Invernal aprobado en la Resolución de 8 de octubre de 2013, de la DGPEyM. La reserva de existencias de la citada Regla 1ª, equivalente a 2 días de la capacidad contratada en las terminales de regasificación y cisternas más 2 días de la contratación en CCII y yacimientos, se valoran en al menos 2.100 GWh.
	13	Ofertar y aplicar peaje interrumpible que responda a los problemas de las zonas afectadas	-	Aplicar la interrumpibilidad a los clientes acogidos a peaje interrumpible por problemas operativos locales. Será preciso, ante todo, determinar las zonas en las que habría que proceder a la interrupción del suministro.
ALERTA TEMPORANA	14	Promover el flujo máximo de entrada por CI y PR	-	Colaboración entre operadores y comercializadores para: - en CI unidireccionales, impulsar la utilización de la capacidad nominal de la infraestructura (a cuantificar una vez declarado el nivel de crisis). - en CI bidireccionales, reprogramación máxima variable en función de la capacidad nominal de entrada y el saldo resultante de la suma de las nominaciones de los usuarios, teniendo en cuenta las nominaciones bajo contratación interrumpible.
	15	Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL	-	Optimización las operaciones de descarga/carga en las terminales de GNL, facilitando la entrada al Sistema de buques metaneros no programados procedentes del mercado spot que contribuyan a la seguridad del suministro
ALERTA	16	Peaje interrumpible Global	0,5 GWh/día (1-oct-16 a 30-sep-17)	La contratación de peaje interrumpible, tiene una periodicidad anual. Para el periodo comprendido entre el 1-oct-2016 y el 30-sep-2017, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible que asciende a 0,5 GWh/día de tipo A.
	17	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE y los usuarios	-	Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico. En el momento del fallo, REE analizará la flexibilidad del Sistema Eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas
	18	Adicionales medidas de mercado	-	Adicionales medidas de mercado, desarrolladas he implantadas por decisión de la autoridad competente
EMERGENCIA	19	Uso de reservas estratégicas	abril 16 - marzo 17 17.132 GWh	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 98 de la Ley 34/1998, se establecen reservas estratégicas ubicadas en AASS cuya movilización corresponde exclusivamente al Gobierno que, previo acuerdo del Consejo de Ministros, establecerá las condiciones bajo las que podrán ser utilizadas. La obligación de reservas estratégicas corresponde a 20 días de las ventas firmes en el año natural anterior.
	20	Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE	-	Optimización del consumo de ciclos combinados, en coordinación con REE, garantizando la seguridad del Sistema Eléctrico
	21	Compras de Gas en nombre del sistema	-	Previa autorización de la Autoridad competente
	22	Uso del gas almacenado en el sistema	-	Incremento de producciones necesarias para salvaguardar el consumo de los clientes firmes
	23	Limitar o modificar temporalmente el mercado del gas	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	24	Establecer obligaciones especiales en materia de existencias mínimas seguridad de gas natural	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	25	Suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso al las instalaciones por parte de terceros	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	26	Modificar las condiciones generales de regularidad en el suministro con carácter general o referido a determinadas categorías de consumidores	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	27	Someter a autorización administrativa las ventas de gas natural para su consumo en el exterior.	-	De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 101 de la Ley 34/1998
	28	Interrupciones al suministro firme	-	Las interrupciones al suministro firme se aplicarán siguiendo el principio de responsabilidad individual. Se debe salvaguardar en todo momento el suministro a los clientes protegidos.

Retorno a la operación normal:

Cuando las medidas aplicadas consiguen corregir la situación, desapareciendo el riesgo de falta de suministro, el Grupo de Gestión de Crisis declara la vuelta al nivel de operación normal.

En virtud de lo establecido en apartado 10.9 de las NGTS, una vez que el Sistema retorne a la normalidad, el GTS efectuará un informe completo de lo sucedido incluyendo las causas que generaron la emergencia así como las medidas adoptadas y los sujetos afectados. Dicho informe será remitido a la autoridad competente y a la CNMC.

Adicionalmente, el Reglamento (UE) N° 994/2010 establece la obligación de elaborar una evaluación detallada. La autoridad competente facilitará a la Comisión con la mayor prontitud y a más tardar seis semanas después del levantamiento de la emergencia, un informe de la situación acontecida que contenga una evaluación de la emergencia y de la eficacia de las medidas aplicadas, así como un análisis del impacto económico, del impacto sobre el sector eléctrico y de la asistencia prestada y/o recibida de la Unión o de los Estados miembros.

Dicho informe, se facilitará al Grupo de coordinación del gas y deberá quedar reflejado en las actualizaciones de los Planes Preventivos y Planes de Emergencia futuros.

Esquema de actuación:

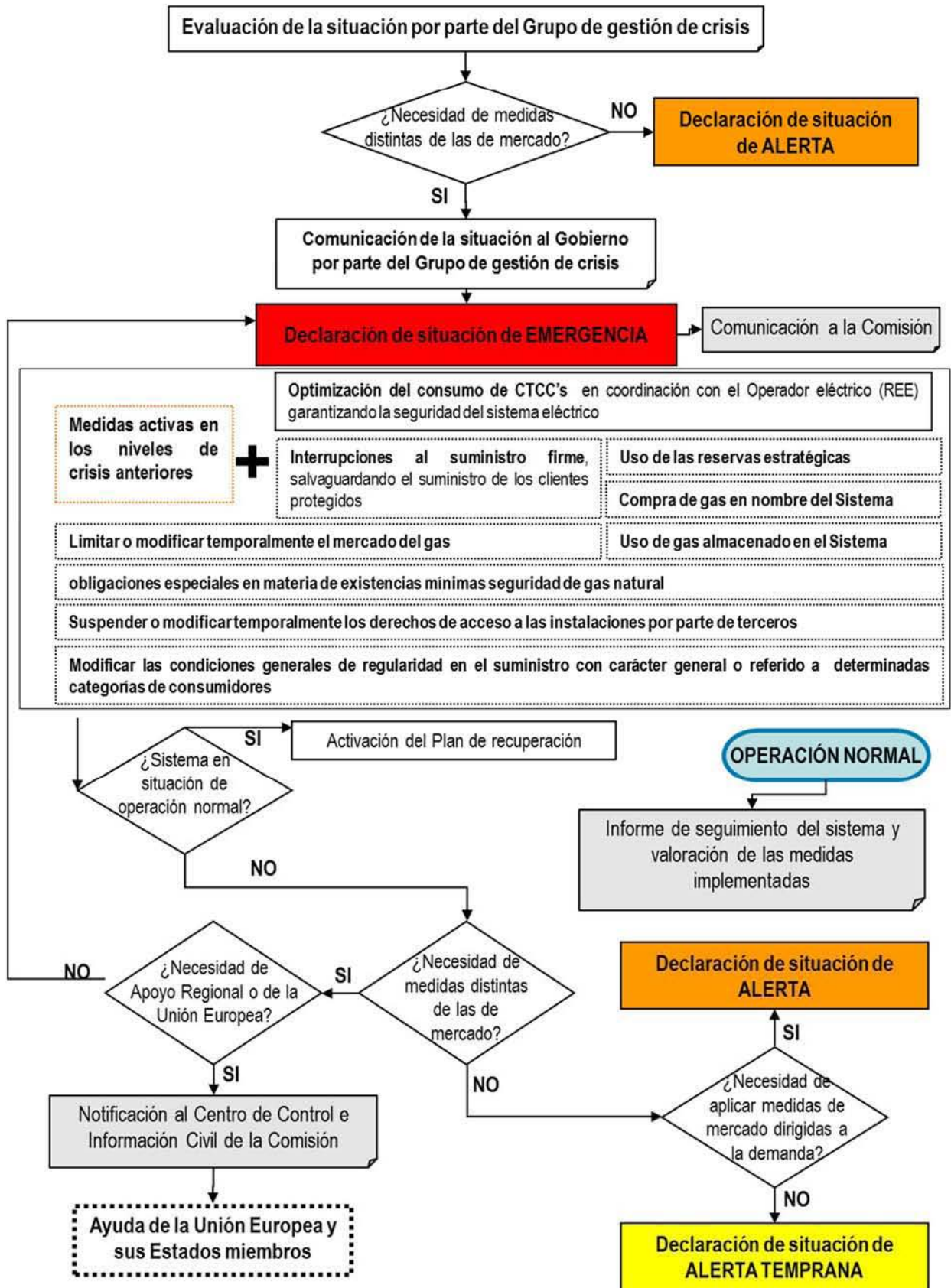


Figura4: Esquema de actuación en situación de emergencia

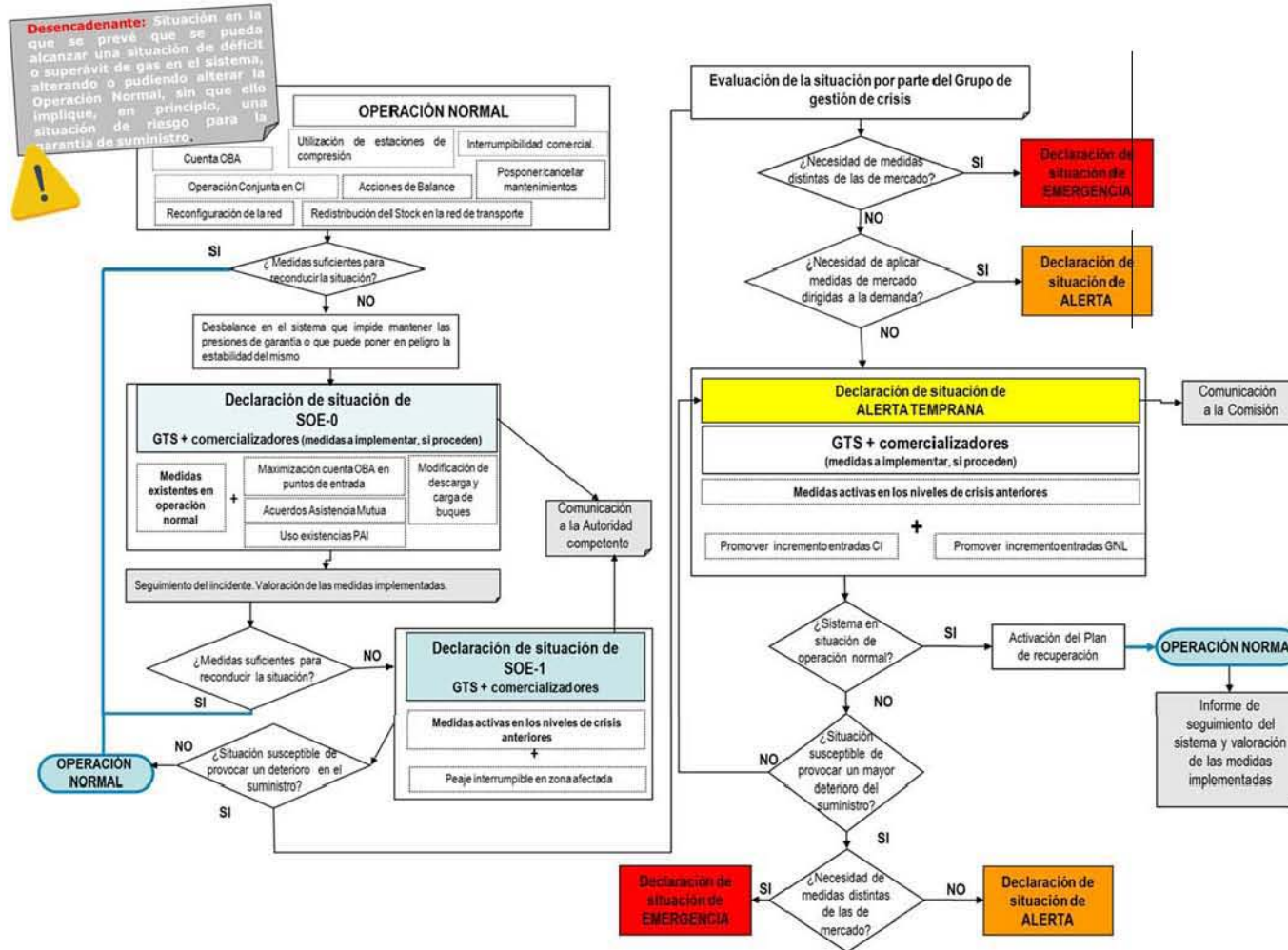


Figura5: Esquema global de actuación (i)

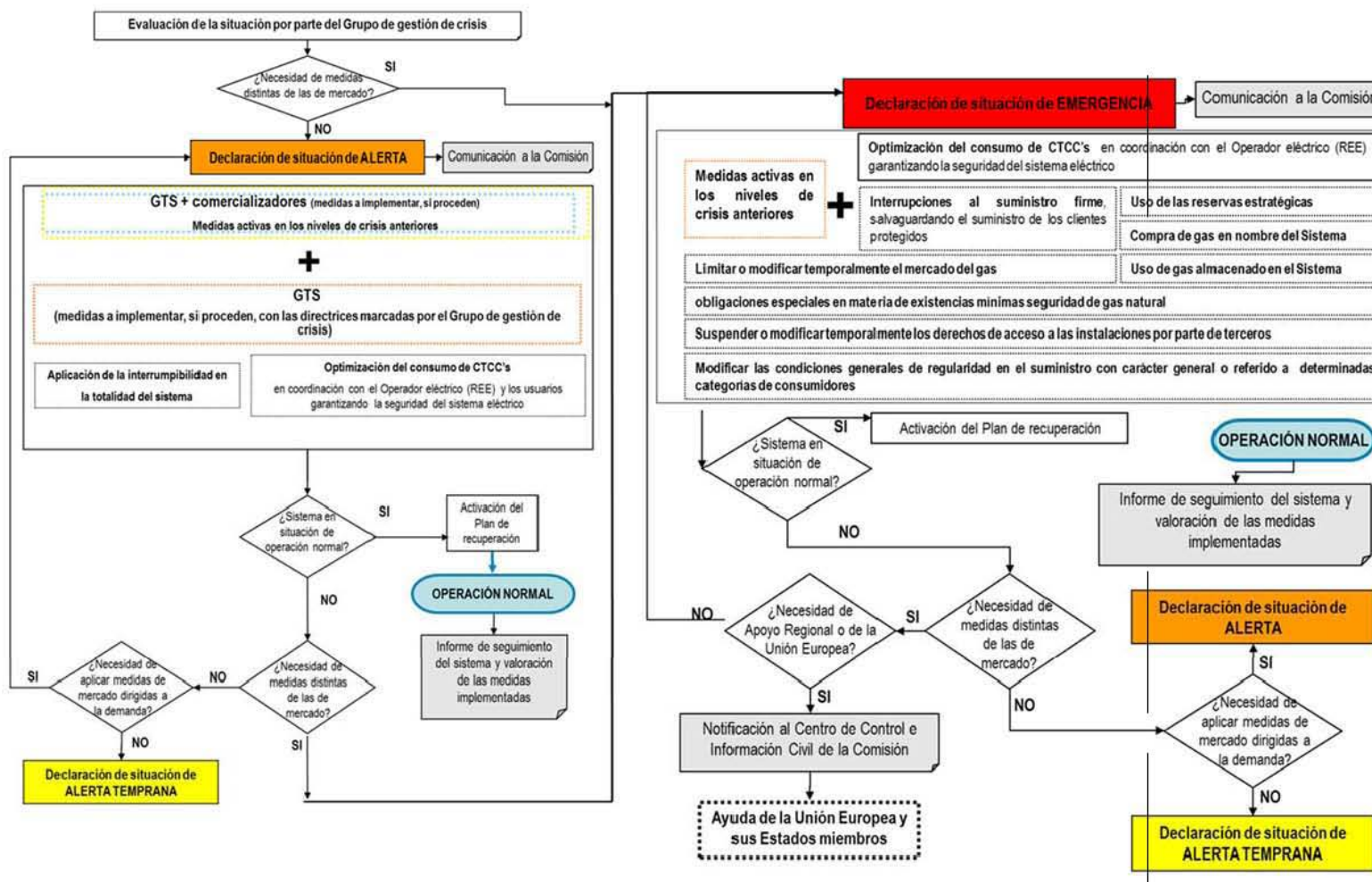


Figura5: Esquema global de actuación (ii)

4. Cooperación regional

El Reglamento (CE) 715/2009 promueve la cooperación regional entre los TSOs para garantizar la coordinación de la operación tanto en situaciones de normalidad como de emergencia. En este sentido, Enagás, en calidad de GTS español, cuenta con acuerdos operativos y acuerdos de asistencia mutua con los gestores de las redes portuguesas y francesas, cumpliendo así con los requisitos establecidos en el artículo 12 del citado Reglamento.

Ambos acuerdos de asistencia mutua establecen medidas de cooperación ante determinadas situaciones de operación excepcional o emergencia que afecten a España o a Portugal/Francia, para ponerlas a disposición de los agentes afectados en los mercados de España, Portugal o Francia, en una gestión coordinada de los sistemas.

Por otra parte, el Reglamento (UE) 994/2010 incide sobre la necesidad de establecer un espíritu de solidaridad regional, con participación de las autoridades públicas y las empresas de gas natural, para concebir medidas de apoyo a aquellos Estados Miembros que están expuestos a situaciones geográficas o geológicas más desfavorables. Cumpliendo estas indicaciones, los gestores de las redes de transporte de España y Portugal, con el apoyo de sus respectivas autoridades competentes, iniciaron en 2013 un programa conjunto de colaboración regional para atenuar los riesgos identificados y aplicar las medidas económicamente más eficientes, ajustándose a los requisitos expuestos en el artículo 10, apartado 7, del Reglamento (UE) 994/2010, por el que la autoridad competente debe garantizar que:

- No se adopten medidas que pudieran hacer peligrar gravemente la situación del suministro de gas en otro Estado Miembro
- Se mantenga el acceso fronterizo a la infraestructura cuando así sea técnica y seguramente posible

Finalmente, en aras de la cooperación regional, el Sistema Gasista español se compromete a realizar los mejores esfuerzos para poner a disposición de cualquier Estado Miembro en situación de emergencia que lo solicite, todos los medios disponibles en el Sistema así como el conjunto de sus infraestructuras con el fin de garantizar la seguridad del suministro en la Unión.

Anexo I: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo al suministro.

En caso de producirse un fallo de abastecimiento de Argelia, la situación declarada por la AC, podría llegar a ser de EMERGENCIA dado el alto porcentaje de aprovisionamiento proveniente de este país, pudiendo ocasionar una falta de cobertura del mercado, hasta que fuese restablecido el suministro desde otros orígenes, lo que podría demorarse semanas o incluso meses.

Desde octubre de 2015 a septiembre de 2016, el aprovisionamiento medio mensual procedente de Argelia es de aproximadamente 17,9 TWh/mes, 14,8 TWh/mes a través del gasoducto del GME y del gasoducto MEDGAZ, y 3,1 TWh/mes vía transporte marítimo de GNL.

La pérdida de aprovisionamiento desde el principal país suministrador, considerando tanto GN como GNL, correspondería, en principio, a una Situación de alerta temprana, ya que podría provocar un importante deterioro de la situación de suministro. Además, dado que podría tratarse de un suceso de larga duración, las medidas aplicables a SOE-0 y SOE-1 podrían no ser suficientes.

En este sentido, se tomarían medidas basadas en el mercado relativas a la oferta, adicionales a las establecidas en las situaciones de SOE 0 y SOE1.

Para solventar este desabastecimiento durante un mes, el Sistema español seguiría un esquema de actuación con las siguientes medidas paliativas:

- ✓ Uso de las existencias del plan invernal por parte de los usuarios

Una de las primeras medidas, que se podrían tomar, supuesto que el incidente se produzca en época invernal, que por otro lado sería el supuesto más desfavorable, es la utilización de las existencias del Plan Invernal.

De acuerdo a la regla 1ª del Plan de Actuación Invernal, la reserva de existencias de seguridad en plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos se establece en torno a 2.099 GWh, según los valores de contratación alcanzados a lo largo del invierno, (dos días de la capacidad contratada en plantas y CCII).

- ✓ Promover el flujo máximo de entrada por planta de regasificación

Otra de las acciones que se contempla, es el incremento de las entradas de gas por plantas de regasificación, en colaboración con los operadores y usuarios lo cual fomentaría la entrada al sistema de GNL de otros orígenes.

Durante los últimos cinco inviernos, los usuarios han mantenido en los tanques de GNL unas existencias operativas medias de 7.300 GWh. Considerando que los agentes que operan en el mercado español podrían llegar a acuerdos mediante mecanismos de mercado para hacer uso de las mencionadas existencias ante una situación de esta envergadura, el sistema contaría un margen del casi dos semanas para renegociar el suministro con otros aprovisionadores internacionales o de acudir al mercado spot de GNL.

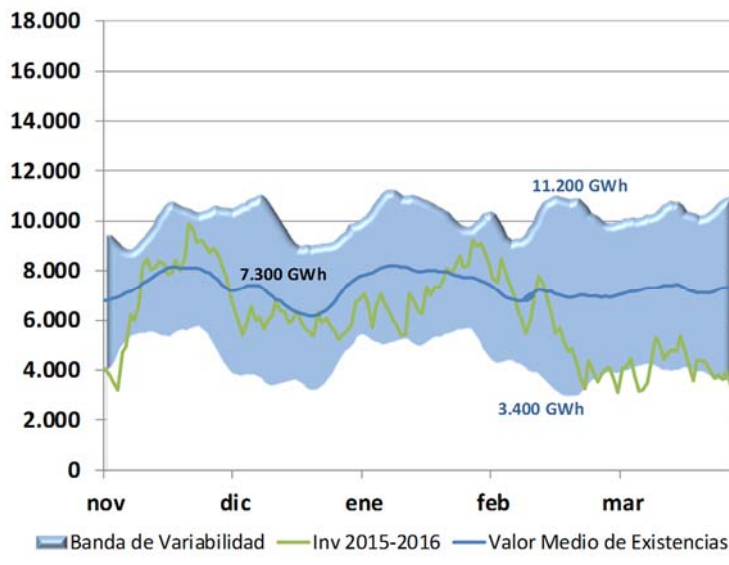


Gráfico 1 Evolución existencias Operativas en Tc's de GNL

El uso de las existencias anteriores, se vería garantizado, debido a la capacidad total de emisión del conjunto de las plantas, que asciende a 1.916 GWh/día, existiendo capacidad adicional a la ya contratada, para cubrir los requerimientos del mercado.

- ✓ Promover el flujo máximo de entrada por CI

Otra de las acciones que se contempla, es el incremento de las entradas de gas por gasoductos internacionales que no tengan como origen el país causante del incidente, en colaboración con los operadores y usuarios. En el caso estudiado la única alternativa sería VIP Pirineos. No se contempla un aporte de gas por VIP Ibérico, puesto que el sentido del flujo habitual es de exportación, y la contratación para el invierno 2016-2017, así lo confirma.

- ✓ Facilitar las operaciones logísticas en las terminales de GNL

Con esta medida, se facilitarían a los usuarios las descargas con objeto de que puedan renegociar el suministro con otros proveedores internacionales o de acudir al mercado spot de GNL, donde el estado actual de liquidez del mercado, resulta poco probable que los responsables del suministro no tengan capacidad para conseguir GNL en el mercado.

Si estas medidas no logran solventar la situación, el GTS, previa declaración por parte del METAD del nivel de ALERTA, activará las medidas de mercado vigentes dirigidas a la demanda.

- ✓ Peaje interrumpible Global

Se solicitaría, por parte del GTS, el cese del consumo de todos los clientes acogidos a peaje interrumpible.

- ✓ Optimización consumo CTCC's en colaboración con REE y los usuarios

Optimizar el consumo de centrales térmicas de ciclo combinado, en colaboración con REE, garantizando en todo momento la seguridad del sistema eléctrico. Para lo cual, REE analizará la flexibilidad del sistema eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará en los mercados de operación la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

Finalmente, si las medidas adoptadas, no tuvieran el efecto esperado, la AC tendría que declarar el máximo nivel de crisis en el Sistema, el nivel de EMERGENCIA, activando el siguiente paquete de medidas de no mercado:

- ✓ Uso del gas almacenado y disponible en sistema.
- ✓ Compras de Gas en nombre del sistema.
- ✓ Uso de reservas estratégicas

El Gobierno, previo acuerdo del Consejo de Ministros, establecerá las condiciones bajo las que se podrá hacer uso de las reservas estratégicas de gas natural por los sujetos obligados a su mantenimiento.

- ✓ Interrupción del suministro firme.

Anexo II: Procedimiento de actuación ante riesgo relativo a infraestructura.

El cese de la emisión de la planta de Mugarodos en punta invernal no supone riesgo para los clientes protegidos, sin embargo, en determinados escenarios de demanda podría ser necesaria la declaración de nivel de Crisis “Alerta” o “Emergencia”, ya que ante la falta de capacidad de transporte del sistema, se necesitarían medidas de mercado orientadas a la demanda e incluso medidas de “No mercado”, además de todas las contempladas en niveles de crisis anteriores.

Las medidas potencialmente utilizables son:

- ✓ Activación del Acuerdo de Asistencia Mutua de ámbito regional con Portugal.
- ✓ Peaje interrumpible en la zona afectada
- ✓ Promover la disminución del consumo de ciclos combinados en colaboración con los operadores y usuarios.

En colaboración con REE, se garantizaría en todo momento la seguridad del sistema eléctrico. Para ello, REE analizará la flexibilidad del sistema eléctrico y en coordinación con los agentes que participan en el mercado eléctrico, facilitará en los mercados de operación la reducción de carga en centrales de ciclo combinado, asegurando el suministro de energía eléctrica en las condiciones adecuadas de seguridad, calidad y fiabilidad requeridas.

- ✓ Ordenar interrupciones al suministro firme.