

Plan de Acción Preventivo del Sistema Gasista español

(REGLAMENTO (UE) 2017/1938)

Ministerio para la Transición Ecológica

Secretaría de Estado de Energía

Dirección General de Política Energética y Minas

Subdirección General de Hidrocarburos

Índice:

0. Alcance	4
1. Descripción de la red	5
1.1 Grupos de Riesgo.....	5
1.1.1 Grupo de Riesgo de Argelia	5
1.1.2 Grupo de Riesgo de Noruega.....	6
1.2 Red nacional.....	9
1.2.1 Infraestructuras	9
1.2.1.1 Plantas de regasificación	9
1.2.1.2 Conexiones Internacionales	20
1.2.1.3 Almacenamientos Subterráneos	24
1.2.1.4 Red de Transporte	26
2. Resumen de la evaluación de riesgos del Sistema Gasista español 2018-2023	28
2.1 Casos analizados en la evaluación nacional de riesgos 2018-2023.....	28
2.2 Conclusiones del análisis de riesgo realizado para el Sistema Gasista español y los grupos de riesgo de los que participa:.....	29
3 Norma relativa a la infraestructura (Art. 5)	33
3.1 Fórmula N- 1.....	33
3.2 Capacidad bidireccional.....	37
4 Cumplimiento de la Norma relativa al suministro (Art. 6)	39
4.1. Semana más fría últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.a)	41
4.2. Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.b)	42
4.3 Mes tipo medio invernal y fallo de la mayor infraestructura de entrada (Art. 6, apartado 1.c)	43
4.4 Medidas específicas vigentes para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro. ...	43
5. Medidas preventivas	45
6. Otras medidas y obligaciones	50
7. Proyectos de infraestructuras	52
8. Obligaciones de servicio público relativas a la seguridad del suministro	54
9. Consulta con las partes interesadas	57
10.Regional dimension	58
10.1. Calculation of the N – 1 at the level of the risk group of Algeria.....	58
10.2. Calculation of the N – 1 at the level of the risk group of Norway.....	63
10.3. Mechanisms developed for cooperation	63
10.4. Preventive measures	64

0. 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) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2017 sobre medidas para garantizar la seguridad de suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010 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.

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.

1. Descripción de la red

1.1 Grupos de Riesgo

1.1.1 Grupo de Riesgo de Argelia

Este grupo está conformado por los siguientes países:

- Austria
- Croacia
- Francia
- Grecia
- Italia
- Malta
- Portugal
- España
- Eslovenia



Figura 1: Estados miembros que conforman el grupo de riesgo Argelino.

El área que abarca el grupo de riesgo, incluye tres interconexiones que importan gas procedente de Argelia, dos en España (Tarifa y Almería) y una en Italia (Mazara del Vallo), con una capacidad total de importación de gas procedente de Argelia de 1.961 GWh/d.

Estas interconexiones se pueden ver en la siguiente figura:

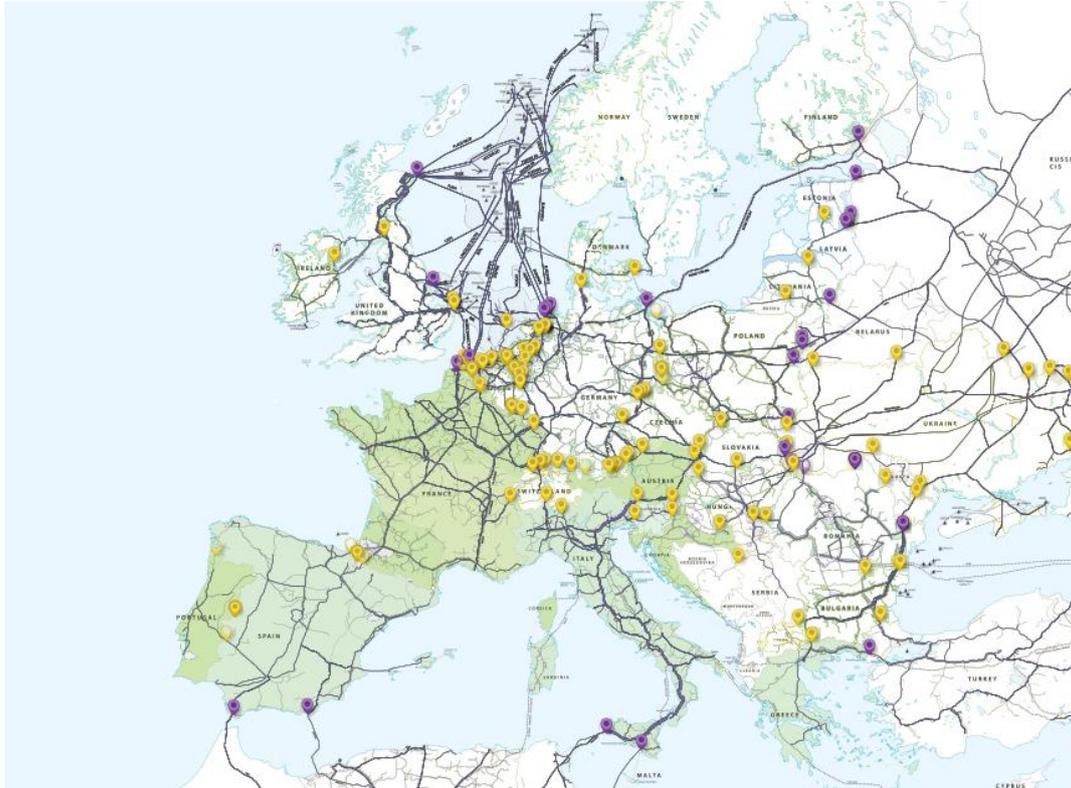


Figura 2: Red Europea de gas. Morado: puntos de importación; Naranja: puntos de interconexión.

Adicionalmente, en el área que comprende el grupo de riesgo de Argelia, existen 16 plantas de regasificación. Durante 2016, se recibieron en estas terminales 110 TWh de GNL procedentes de Argelia y 90 TWh durante 2017.

En resumen, el gas argelino supuso un 27 % del total de importaciones del grupo argelino de 2016 y el 23% durante 2017.

La información de detalle sobre el grupo de riesgo puede consultarse en el Anexo I de la Evaluación Común de Riesgos.

1.1.2 Grupo de Riesgo de Noruega

Noruega es un importante productor de petróleo y gas siendo, desde 2012, el gas natural la principal fuente de energía producida en el país. En 2015, representó la mitad de la energía total producida en Noruega.

La producción total de gas alcanzó un récord en 2017 con 124 bcm. Después de crecer de manera constante desde mediados de la década de 1990, la producción de gas natural se ha estabilizado en los últimos años. Todo el gas natural se produce a partir de la extracción combinada de petróleo y gas.

El pronóstico de producción de la Dirección de Petróleo de Noruega (NPD) actualmente prevé un nivel relativamente estable para los próximos años y una disminución a partir de principios de

2020. La producción de nuevos campos que entran en funcionamiento compensará en parte la disminución en la producción de algunos campos que envejecen.

A más largo plazo, el nivel de producción dependerá de los nuevos descubrimientos que se realicen, el desarrollo de los mismos y la implementación de proyectos de recuperación y mejora en los campos existentes. Por lo tanto, no se espera que los suministros de gas de Noruega se incrementen con respecto a los niveles actuales.

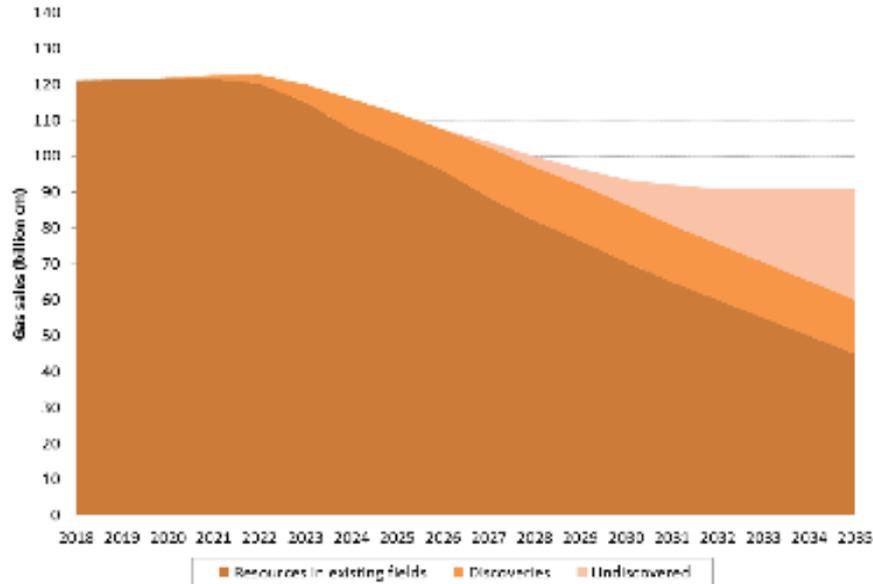
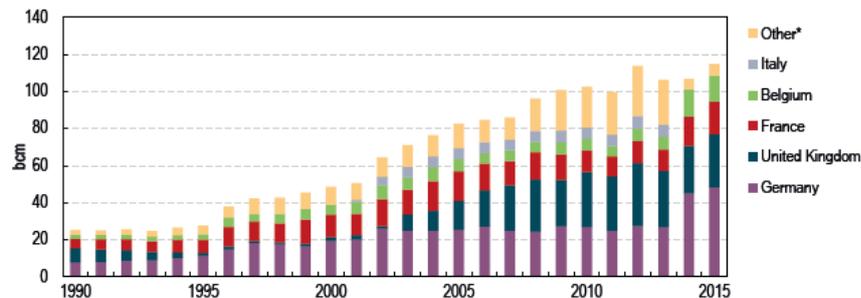


Figura 3: Estimación de la producción de gas de Noruega

En Noruega solo el 5% del gas producido se consume internamente. La gran mayoría del gas se exporta, principalmente a los países consumidores de la zona del Mar del Norte.

Esta exportación se realiza a través de gasoductos submarinos a destinos situados en Europa occidental.

Alemania es el principal importador, representando el 42% de las exportaciones noruegas de gas en 2015, seguido por el Reino Unido (25%), Francia (15%) y Bélgica (12%). Las exportaciones de Noruega cubren más del 20% de la demanda de gas en Europa y contribuyen de manera importante a la seguridad del suministro de gas en Europa.



* Other includes Spain, Netherlands, Brazil, Argentina, Denmark, Lithuania, the United States, Sweden, Chile, China, Greece, India, Portugal, Mexico, and Turkey.
Note: 2015 values are estimates.

Figura 4: Producción real Noruega de gas

El sistema de transporte de gas de Noruega consiste en una red de más de 8.800 km de gasoductos y tiene una capacidad de 342 mcm/día (alrededor de 125 bcm por año).

Hay cuatro terminales de recepción para el gas noruego en el continente:

- dos en Alemania,
- una en Bélgica
- una en Francia.

También existen dos terminales en el Reino Unido.

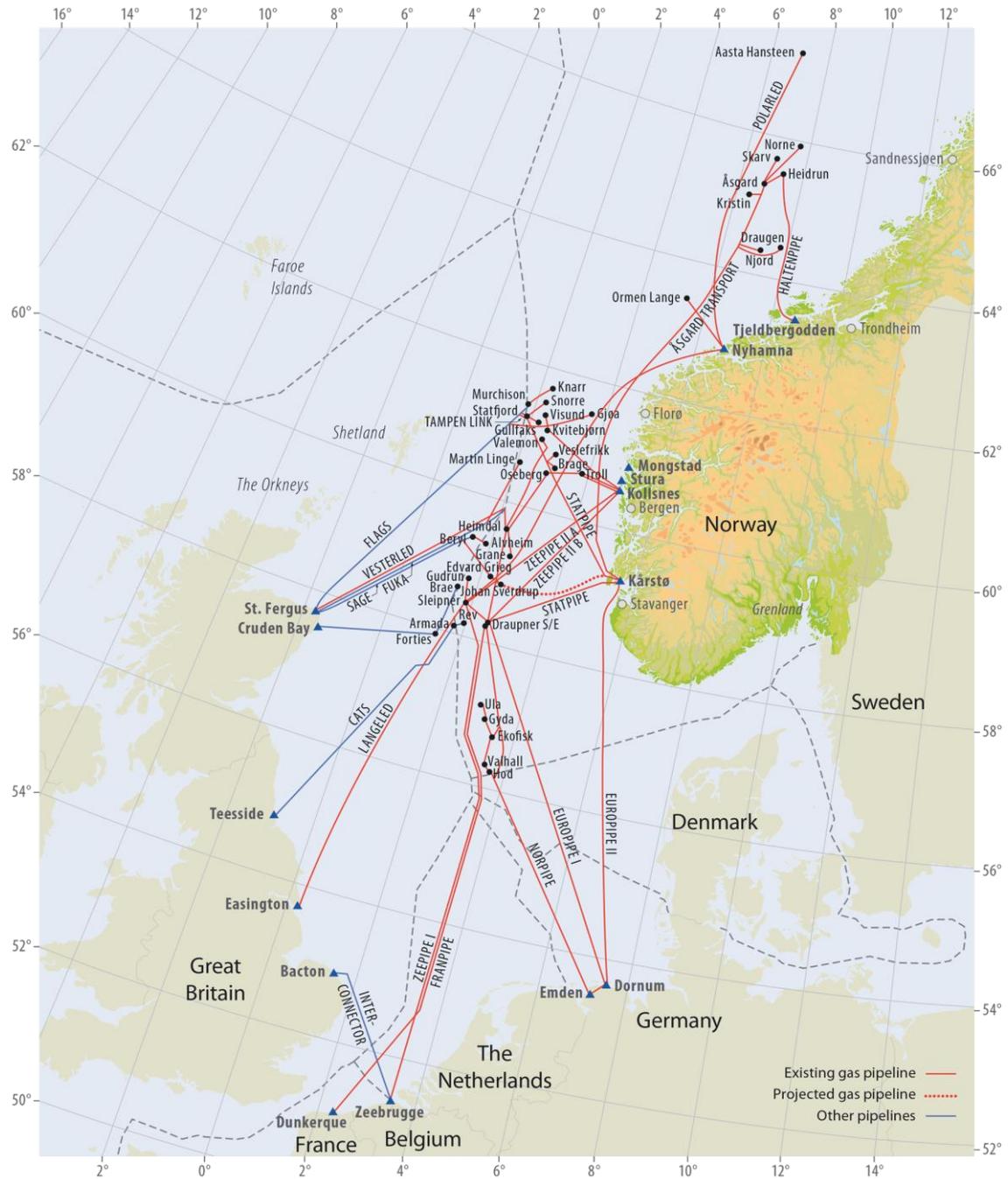


Figura 5: Sistema noruego de transporte de gas

En 2007, Noruega inauguró la primera terminal de exportación de gas natural licuado (GNL) de Europa, Snøhvit. La terminal tiene una capacidad de exportación anual de 5,75 bcm de GNL y utiliza los recursos de tres campos de gas en el Mar de Barents: Snøhvit, Albatross y Askeladd. A medida que la exploración avanza hacia el norte en los mares de Noruega y de Barents, el transporte de GNL o gas natural comprimido por barco puede convertirse en una alternativa más competitiva respecto a los gasoductos tradicionales.

Gassco es el operador del sistema integrado de transporte de gas desde Norwegian Shelf Continental (NCS) a otros países europeos, siendo propiedad exclusiva del estado noruego. Fue creado en 2001 como parte de una extensa reorganización del sector noruego de petróleo y gas. Gassco también es el operador de las terminales de recepción en Dunkerque (Francia), Zeebrugge (Bélgica), Emden y Dornum (Alemania) y Easington y St. Fergus (Reino Unido).

El sistema de transporte de gas, es decir, tuberías y terminales, es principalmente propiedad de la sociedad Gassled. Esta estructura de propiedad común se estableció en diciembre de 2002 mediante una fusión del sistema de transporte de gas existente.

El sistema de gasoductos noruego está bien conectado con el Reino Unido y el Continente. Las capacidades con el Reino Unido aún no están utilizadas en un alto porcentaje lo que ofrece a Noruega la opción de beneficiarse de precios más altos en Reino Unido en relación con los del continente europeo.

Sin embargo, según el pronóstico del nivel de producción, el factor limitante será la producción general, que brindará la oportunidad de variar los volúmenes entre los dos destinos en caso de que los precios proporcionen el incentivo, pero no se prevé un aumento en los volúmenes totales.

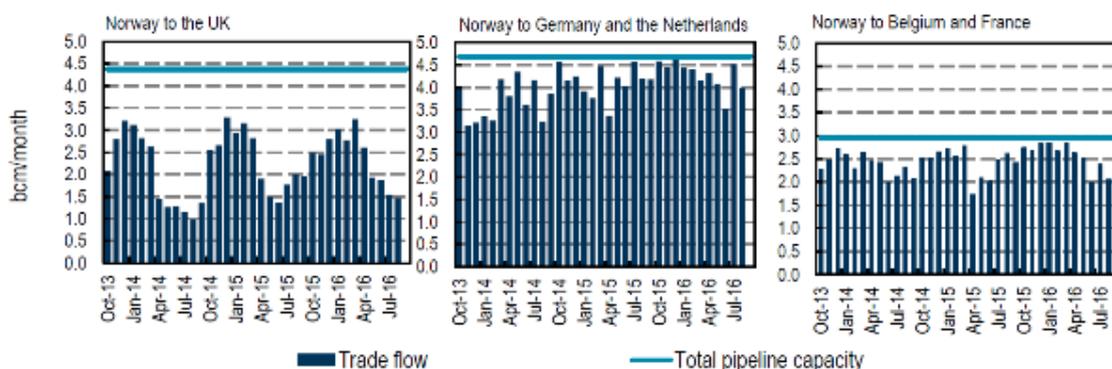


Figura 6: Flujos de exportación de noruega

1.2 Red nacional

1.2.1 Infraestructuras

1.2.1.1 Plantas de regasificación

A 31 de diciembre de 2017, España cuenta con seis plantas de regasificación en operación. La distribución por todo el litoral español de las plantas de regasificación así como su nivel actual de ocupación garantiza la total flexibilidad de abastecimiento de gas natural en el sistema español así como la diversificación de sus orígenes.



Figura 7: Plantas de regasificación del sistema español

La capacidad acumulada de emisión (regasificación y carga de cisternas) a la red de transporte de las seis plantas es de 6.862.800 m³(n)/h (1.916 GWh/día), siendo Barcelona la planta con mayor capacidad de emisión, 1.950.000 m³(n)/h.

Asimismo, tras la incorporación del tercer tanque (150.000 m³ de GNL) en la planta de Bilbao que tuvo lugar el 17 de noviembre de 2014, la capacidad de almacenamiento en tanques es de 3.316.500 m³ de GNL (22.718 GWh). Esta capacidad, así como los parámetros de operación de las plantas, se ha reforzado en los últimos años para adecuar la llegada de los suministros al sistema gasista español a la demanda de gas natural.

En este contexto, hay que señalar que las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos cuentan con atraques capaces de gestionar descargas de buques Q-Max, los de mayor tamaño del mundo. Por su parte, la planta de Huelva es capaz de gestionar buques de hasta de 173.400 m³.

Tabla 1: Características técnicas de las plantas de regasificación

Plantas regasificación	Capacidad máxima Vaporización	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
	Nm ³ /h	Nº tanques	m ³ GNL	GWh/día	Nº atraques	m ³ GNL
Barcelona	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	173.400
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	4,5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	10,5	1	266.000
Mugaridos	412.800	2	300.000	10,5	1	266.000
TOTAL	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

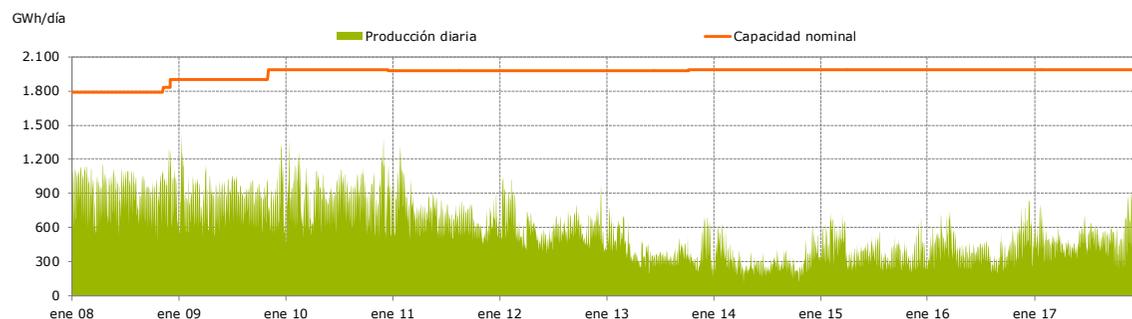
A lo largo del año 2017 se observó un incremento en las entradas al sistema desde las plantas de regasificación como consecuencia de un aumento de la demanda gasista y el mantenimiento de los saldos netos de GN ya que el aumento de las importaciones desde Francia se compensó con el descenso de la importación a través de Tarifa:

Tabla 2: Producción en plantas (Regasificación y cisternas)

Regasificación a Transporte y carga de cisternas en plantas de regasificación 2017

GWh	2016	2017	Δ meses/ 2016
Barcelona	36.346	59.954	+65%
Huelva	39.680	48.374	+22%
Cartagena	11.223	9.377	-16%
Bilbao	17.607	29.916	+70%
Sagunto	34.873	21.614	-38%
Mugaridos	13.631	11.756	-14%
TOTAL	153.360	180.991	+18%

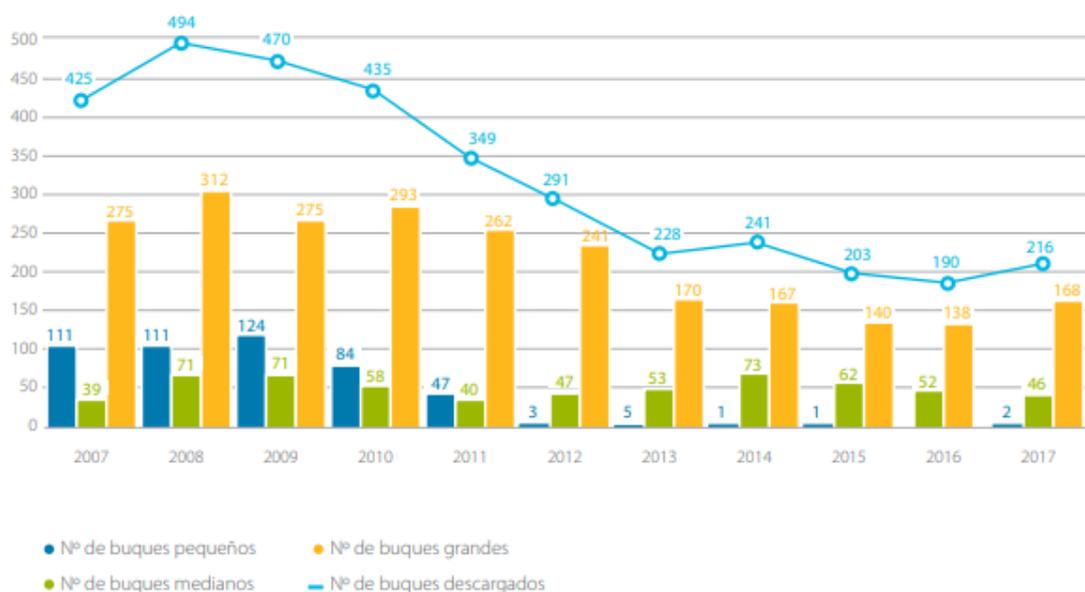
La contratación media diaria de las plantas en 2017 fue de 603 GWh/día, superior a la del año 2016. El ratio de capacidad contratada respecto a la nominal fue del 30%, y la producción media diaria alcanzó los 496 GWh/día.

Tabla 3: Evolución de la producción y contratación en las plantas de regasificación


	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	1.800	1.913	1.983	1.978	1.978	1.980	1.982	1.986	1.986	1.986
Contratación media diaria GWh/día	1.261	1.309	1.277	1.044	854	632	476	491	502	603
% Contratación/Nominal	70%	68%	64%	53%	43%	32%	24%	25%	25%	30%
Máximo % Contratación/Nominal	76%	75%	79%	66%	56%	39%	34%	39%	42%	52%
Producción media GWh/día	901	842	855	700	592	393	304	387	419	496
Uso medio de la contratación %	72%	64%	67%	67%	70%	62%	64%	79%	83%	82%

Durante 2017, las existencias medias de gas en los tanques de GNL alcanzaron el 43% de la capacidad total de almacenamiento.

En 2017 se contabilizaron un total de 216 descargas de buques metaneros, distribuidas a lo largo de las seis terminales de regasificación del Sistema Gasista español, cifra un 14% superior a la del ejercicio anterior. En el cómputo global, las operaciones realizadas acumularon un volumen de GNL descargado de 183.943 GWh.

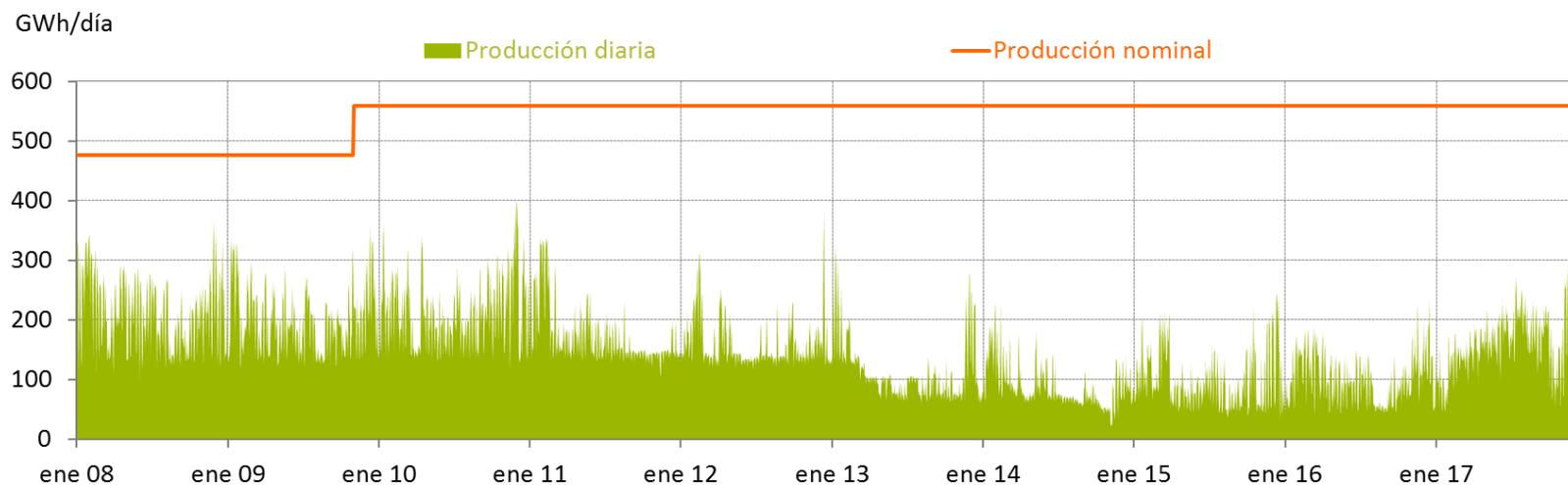


	2016								2017								Δ año s/ Total GNL descargado
	GNL descargado		Nº buques						GNL descargado		Nº buques						
	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total	GWh	Qmáx	QFlex	G	M	P	Total			
Barcelona	36.022	1	2	30	11	-	44	61.421	3	8	37	24	2	74	+71%		
Huelva	38.687	-	1	34	11	-	46	50.188	-	3	45	9	-	57	+30%		
Cartagena	11.837	-	1	10	2	-	13	9.379	-	-	9	4	-	13	-21%		
Bilbao	18.006	-	1	20	-	-	21	30.284	-	-	33	-	-	33	+68%		
Sagunto	34.998	-	1	22	28	-	51	21.167	-	1	18	8	-	27	-40%		
Mugardos	13.664	-	-	15	-	-	15	11.504	-	1	10	1	-	12	-16%		
Total	153.213	1	6	131	52	-	190	183.943	3	13	152	46	2	216	+20%		

Figura 8: Evolución histórica de las descargas de GNL en el sistema gasista español

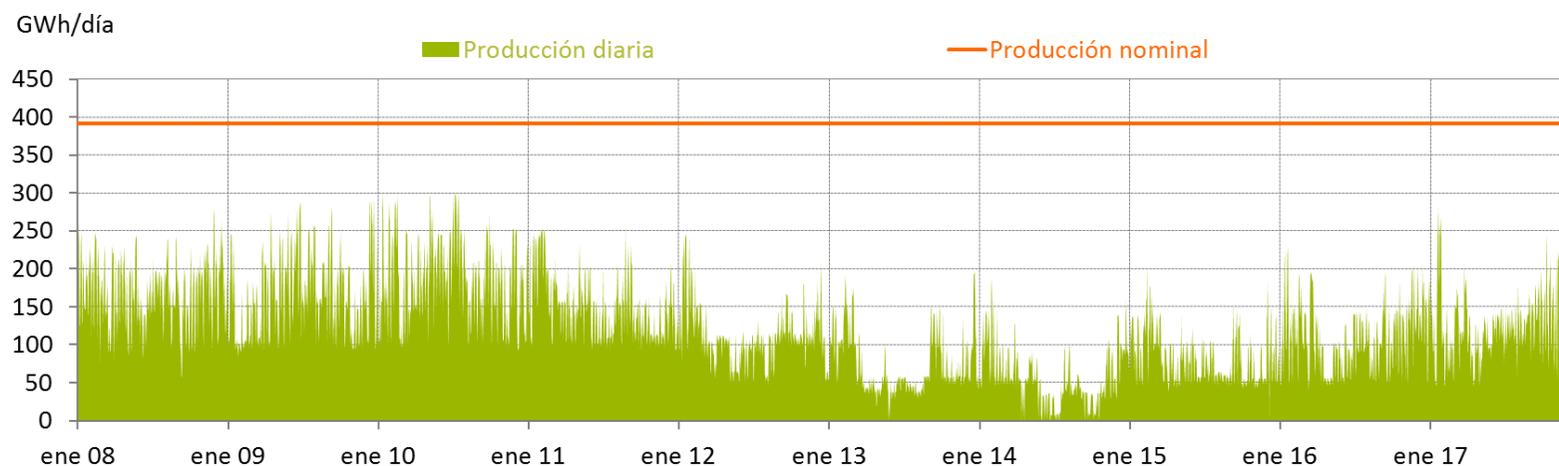
Tabla 4: Registro de producciones en plantas de regasificación

BARCELONA



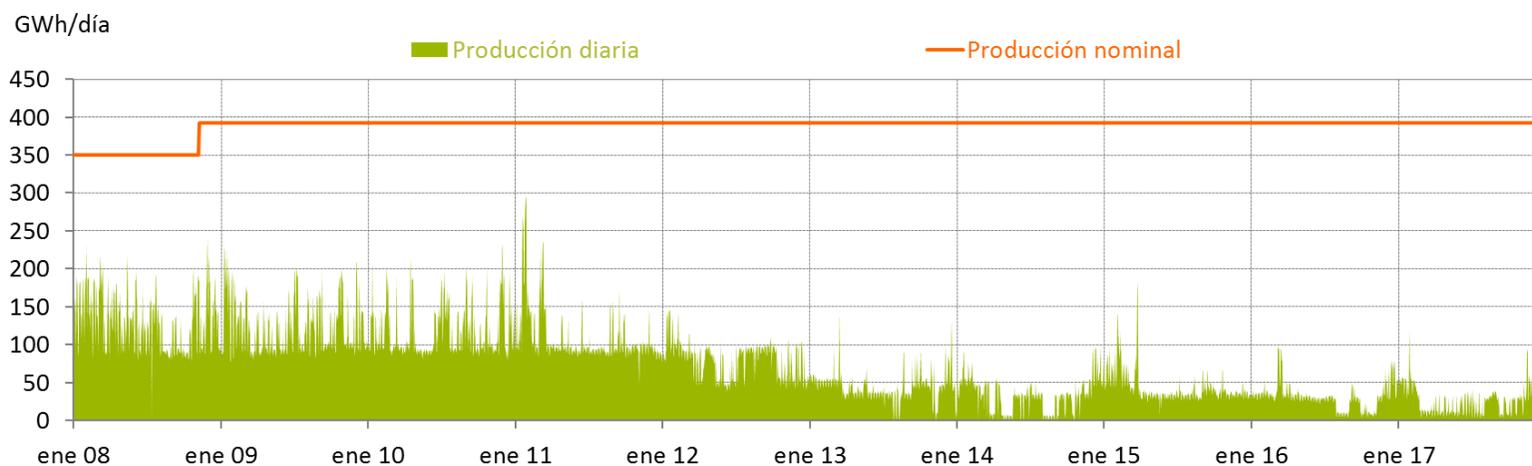
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	476	490	559	559	559	559	559	559	559	559
Contratación media diaria GWh/día	271	310	355	261	231	164	134	133	118	197
% Contratación/Nominal	57%	63%	63%	47%	41%	29%	24%	24%	21%	35%
Máximo % Contratación/Nominal	65%	77%	99%	77%	61%	43%	34%	41%	43%	81%
Producción media GWh/día	210	197	211	171	157	110	87	97	100	164
Uso medio de la contratación %	78%	64%	60%	66%	68%	66%	64%	72%	83%	82%

HUELVA



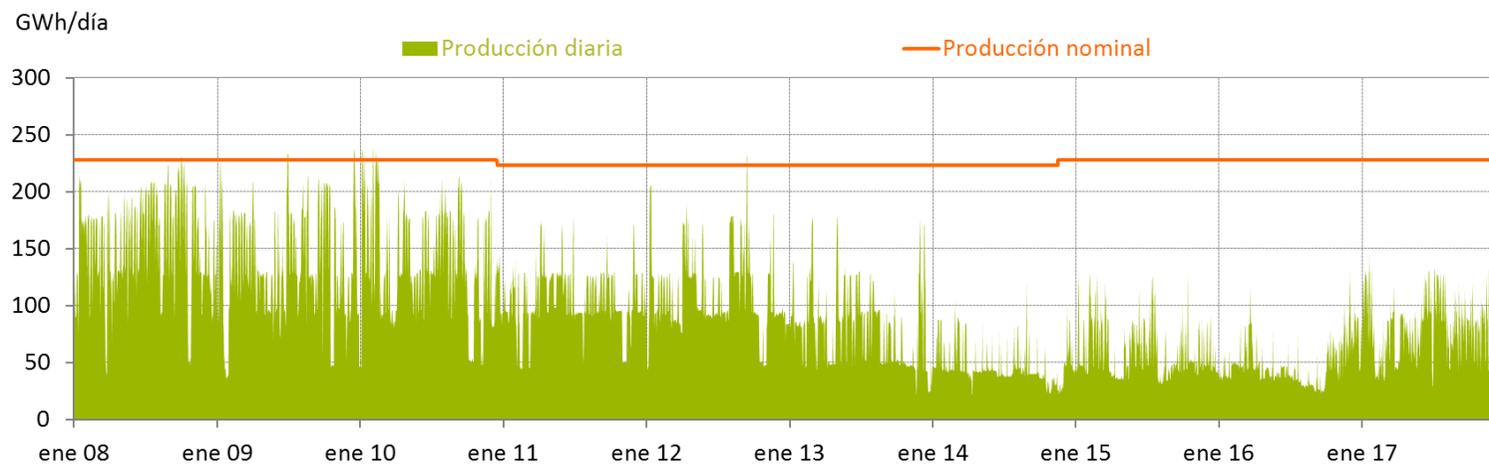
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	392	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria GWh/día	263	288	318	260	195	145	106	103	134	165
% Contratación/Nominal	67%	73%	81%	66%	50%	37%	27%	26%	34%	42%
Máximo % Contratación/Nominal	98%	105%	98%	101%	70%	58%	42%	48%	56%	86%
Producción media GWh/día	167	164	185	149	109	72	55	80	108	133
Uso medio de la contratación %	64%	57%	58%	57%	56%	50%	50%	78%	81%	80%

CARTAGENA



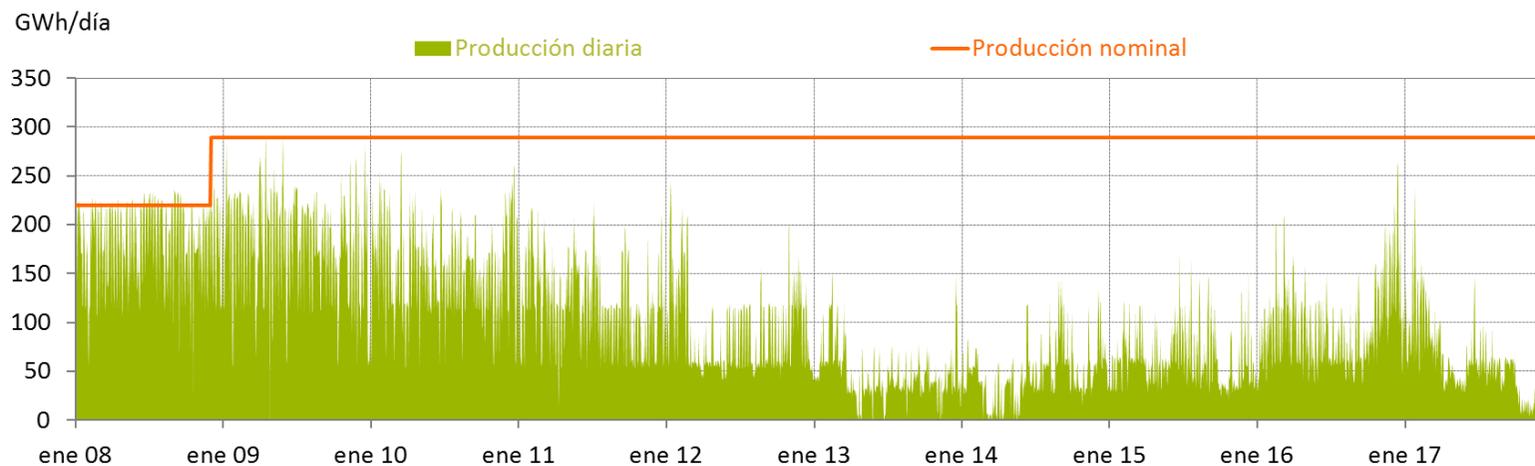
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	356	392	392	392	392	392	392	392	392	392
Contratación media diaria GWh/día	216	193	167	145	92	60	41	48	37	29
% Contratación/Nominal	61%	49%	43%	37%	23%	15%	10%	12%	9%	7%
Máximo % Contratación/Nominal	71%	79%	69%	53%	34%	36%	25%	44%	20%	28%
Producción media GWh/día	129	122	116	108	80	44	33	43	31	26
Uso medio de la contratación %	60%	64%	70%	75%	88%	73%	87%	90%	76%	88%

BILBAO



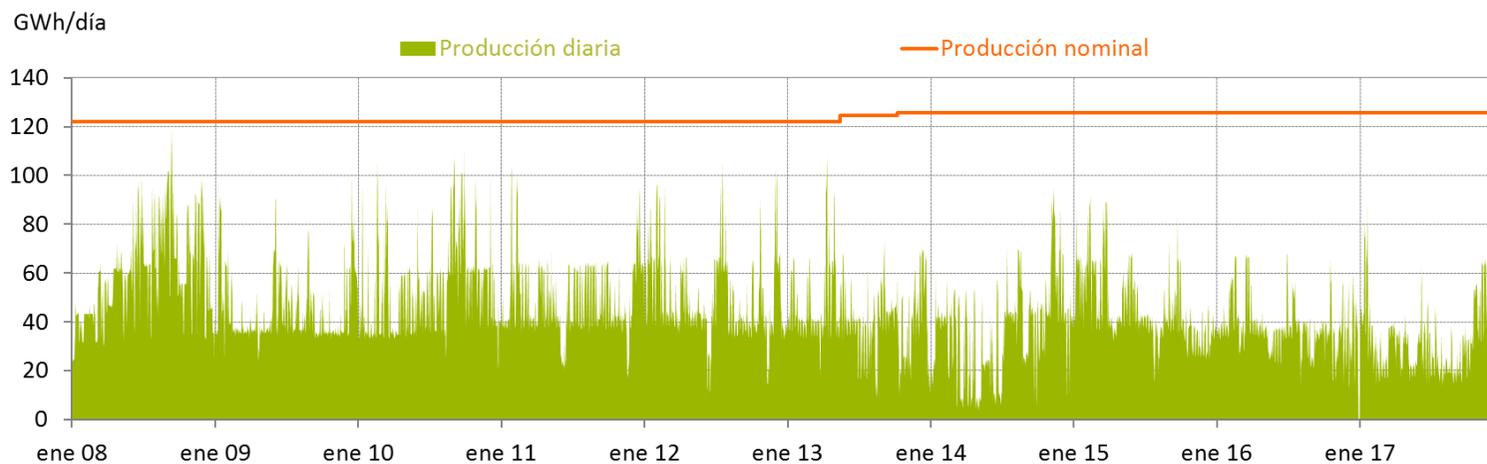
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	228	228	228	223	223	223	224	228	228	228
Contratación media diaria GWh/día	187	199	176	144	145	116	66	73	60	100
% Contratación/Nominal	82%	87%	77%	65%	65%	52%	29%	32%	26%	44%
Máximo % Contratación/Nominal	104%	99%	99%	76%	100%	67%	50%	72%	53%	79%
Producción media GWh/día	154	135	137	105	110	80	47	59	48	82
Uso medio de la contratación %	82%	68%	78%	73%	77%	69%	75%	81%	78%	81%

SAGUNTO



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	226	290	290	290	290	290	290	290	290	290
Contratación media diaria GWh/día	224	243	184	160	125	90	85	81	105	74
% Contratación/Nominal	99%	84%	63%	55%	43%	31%	29%	28%	36%	25%
Máximo % Contratación/Nominal	141%	103%	105%	69%	69%	43%	45%	95%	88%	75%
Producción media GWh/día	182	179	154	118	87	45	47	62	95	59
Uso medio de la contratación %	81%	74%	85%	73%	70%	51%	54%	76%	88%	82%

MUGARDOS



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Capacidad nominal (media anual, GWh/día)	122	122	122	122	122	124	126	126	126	126
Contratación media diaria GWh/día	101	77	77	74	66	58	46	52	48	38
Máximo % Contratación/Nominal	91%	87%	95%	89%	81%	81%	59%	97%	42%	81%
Producción media GWh/día	59	44	53	49	49	42	36	45	37	32
Uso medio de la contratación %	59%	60%	68%	66%	74%	74%	81%	86%	79%	84%

1.2.1.2 Conexiones Internacionales

El sistema gasista español cuenta con seis conexiones internacionales que unen la red de transporte española con cuatro países distintos. Estos puntos de entrada al sistema gozan de un alto grado de seguridad física, puesto que no están sujetos a los riesgos asociados al transporte marítimo como el cierre de puertos, temporales, etc.



Figura 9: Conexiones internacionales en la red de transporte

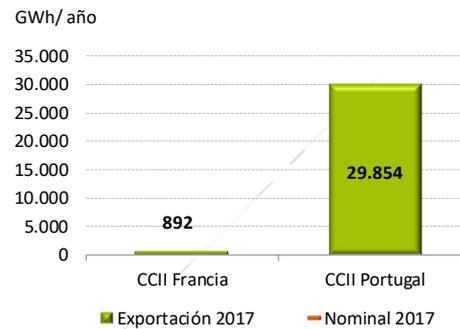
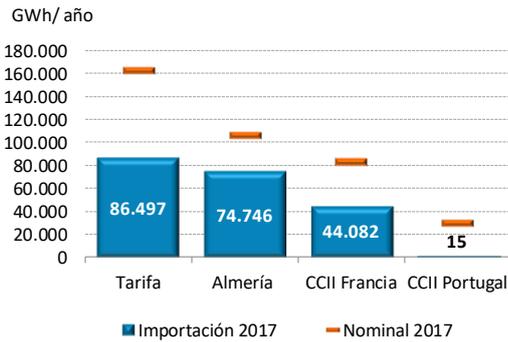
En 2017 el sistema gasista recibió 205.339 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales y exportó 30.745 GWh, cifras un 3% y un 28% inferiores que el año anterior, respectivamente. El 53% del aprovisionamiento se recibió en forma de GN y el 47% restante en forma de GNL.

Las exportaciones experimentaron un destacado descenso del 28% entre los ejercicios 2017 y 2016. Las exportaciones por las conexiones hacia Francia descendieron de 6.582 GWh en 2016 a 892 GWh en 2017 (- 86%) mientras que por las conexiones hacia Portugal decrecieron de 36.289 GWh a 29.854 (-18%) GWh en el mismo periodo de tiempo.

Tabla 5: Movimientos comerciales en conexiones internacionales

Importación			
GWh	2016	2017	Δ s/ 2016
Tarifa	97.920	86.497	- 12%
Almería	75.617	74.746	- 1%
CCII Francia	37.574	44.082	17%
CCII Portugal	8	15	86%
TOTAL	211.119	205.339	- 3%

Exportación			
GWh	2016	2017	Δ s/ 2016
Tarifa	-	-	-
Almería	-	-	-
CCII Francia	6.582	892	- 86%
CCII Portugal	36.289	29.854	- 18%
TOTAL	42.871	30.745	- 28%



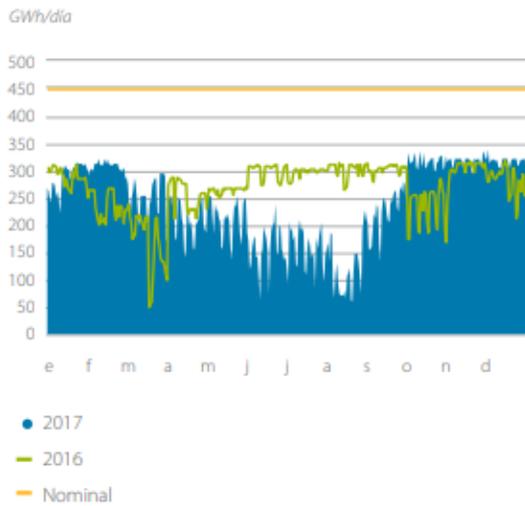
La conexión internacional de Tarifa, la mayor conexión existente en el sistema con una capacidad de 444 GWh/día, importa gas argelino hacia España a través de Argelia y Marruecos mediante el Gasoducto Magreb-Europa (GME).

La conexión internacional de Almería conecta directamente el sistema con Argelia a través del gasoducto MEDGAZ, desde noviembre de 2015 cuenta con una capacidad de importación de 290 GWh/día.

La cantidad de gas importado a través de las conexiones internacionales de Tarifa y Almería en 2017 fue un 7% inferior a 2016. Las importaciones a través de la Conexión Internacional de Tarifa alcanzaron los 86.497 GWh, un 12% menos que en el año anterior; y el gas importado a través de la Conexión Internacional de Almería fue de 74.746 GWh, lo que supuso un descenso del 1% respecto a 2016.

El nivel de contratación en las conexiones internacionales del norte de África fue un 4% inferior al de 2016. El porcentaje de capacidad contratada sobre la capacidad nominal fue de un 67% en Tarifa y un 81% en Almería.

Entradas por Tarifa



Entradas por Almería

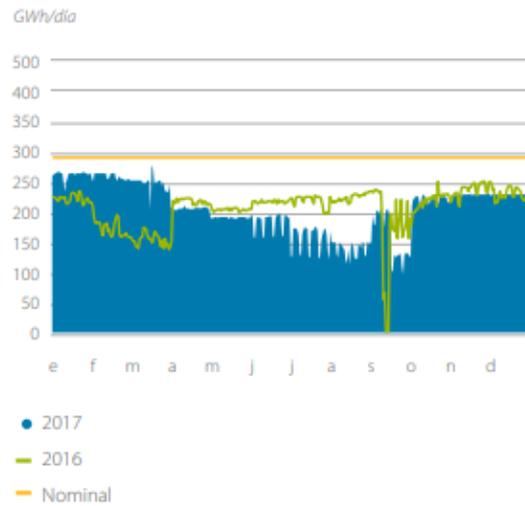


Figura 10: Movimientos físicos de gas a través de Tarifa y Almería

Las conexiones internacionales reversibles de Larrau e Irún conectan el sistema español con el sistema francés.

La interconexión de Larrau, en operación desde 1993, fue la primera en incorporarse al Sistema español, y actualmente cuenta con una capacidad física de 165 GWh/día en ambos sentidos.

Por su parte, la conexión internacional de Irún, desde diciembre de 2015, cuenta con una capacidad de exportación de hasta 60 GWh/día. A su vez el sistema español dispone de capacidad para importar hasta 60 GWh/día con la entrada en operación de la estación de compresión de Euskadour.

Estos dos puntos de interconexión se integran, a efectos de proporcionar un único servicio de capacidad, en lo que se conoce como VIP PIRINEOS.

En 2017, las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 44.082 GWh, lo que supuso una utilización del 75% de la capacidad contratada.

Los flujos importadores desde Francia experimentaron un aumento del 17% respecto al año anterior. Sin embargo, las exportaciones se redujeron.

La capacidad de importación contratada con Francia fue de 58.505 GWh, un 6% inferior a 2016. Por su parte, la capacidad de exportación contratada se situó en 46.146 GWh, lo que representó una contratación media del 56% de la capacidad nominal.

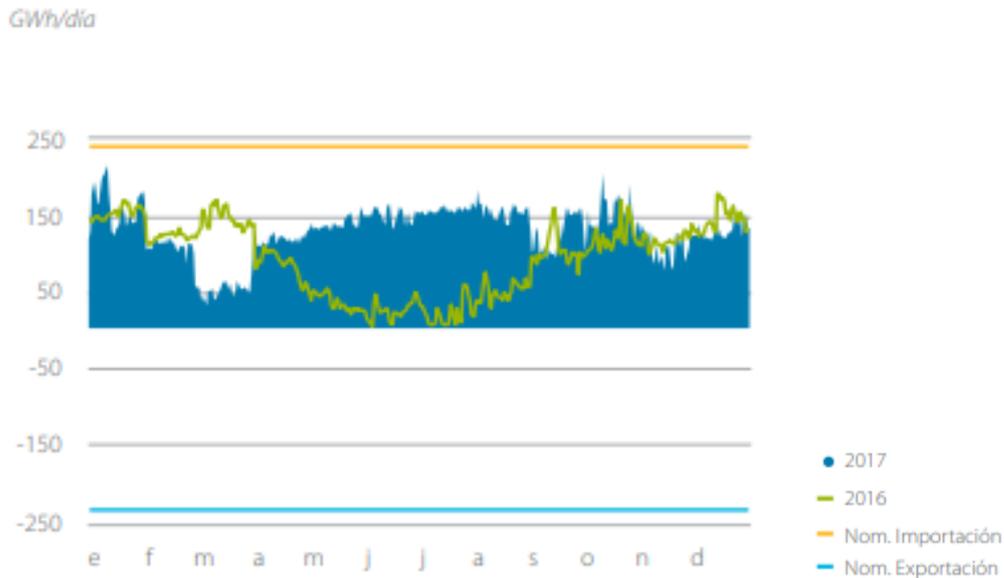


Figura 11: Movimientos físicos de gas a través de Francia (Saldo = Importación-Exportación)

Las conexiones internacionales reversibles de Badajoz y Tuy conectan el sistema español con el sistema portugués.

Las exportaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal fueron de 29.854 GWh en 2017, un 18% menos que el año anterior.

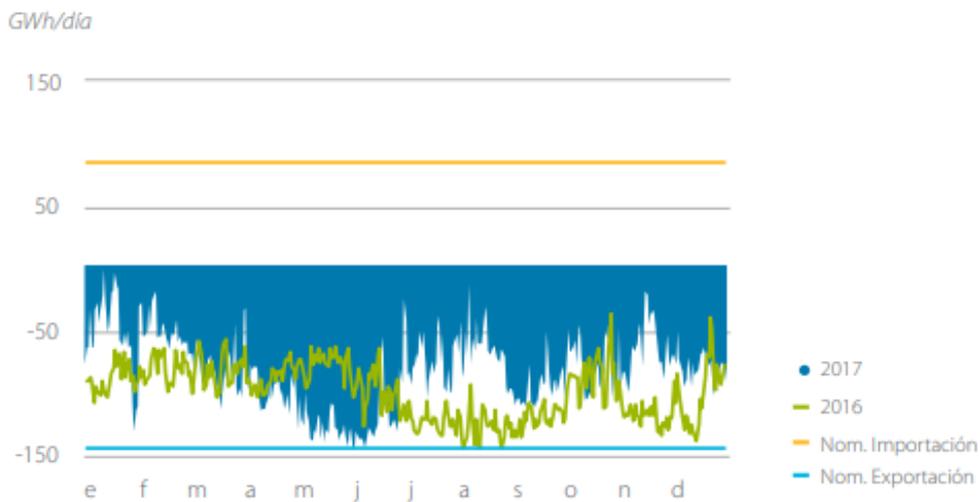


Figura 12: Movimientos físicos de gas a través de Portugal (Saldo = Importación-Exportación)

Estos dos puntos de interconexión se integran a efectos de proporcionar un único servicio de capacidad, en lo que se conoce como VIP IBÉRICO, que posee una capacidad de exportación de 144 GWh/d y una capacidad de importación de 80 GWh/d.

En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 42.720 GWh, equivalentes al 81% de su capacidad nominal. Así, durante 2017 el porcentaje de capacidad contratada en sentido España-Portugal se redujo un 5% respecto al año anterior.

1.2.1.3 Almacenamientos Subterráneos

En España existen cuatro almacenamientos subterráneos de gas natural en operación, Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas.



Figura 13: Ubicación de los almacenamientos subterráneos del sistema gasista español

La capacidad útil en los almacenamientos subterráneos a 31 de diciembre de 2017 asciende a 32.059 GWh. La capacidad de inyección máxima asociada a estos almacenamientos es de 127 GWh/día, mientras que la capacidad de extracción al inicio de la campaña, que depende del volumen de llenado de los almacenamientos, se estima en 180 GWh/día para este invierno 2018-2019.

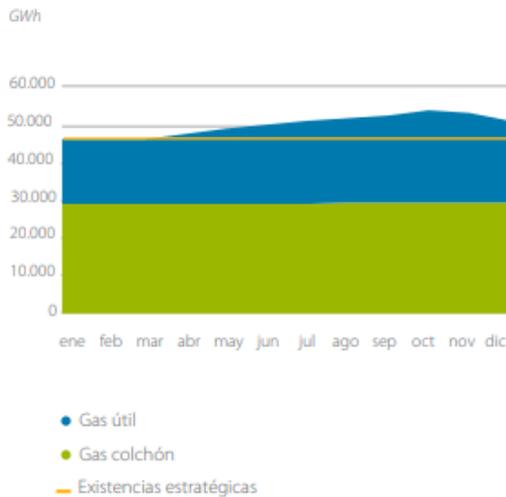
Tabla 6: Capacidad en almacenamientos subterráneos a 31 de diciembre de 2017

Diciembre 2017	GWh
Total	61.702
Colchón	30.001
Útil	31.701

Capacidad operativa máxima	GWh/día
Capacidad de inyección	127
Capacidad de extracción	215

En 2017 la inyección acumuló 8.295 GWh, lo que supuso un incremento de un 27% respecto al ejercicio anterior. Al finalizar el periodo de inyección, el nivel de llenado alcanzó el 79% de la capacidad útil. Por su parte, la extracción acumulada fue de 5.192 GWh, un 29% menos que en 2016.

Existencias en AASS



Inyección / Extracción en AASS

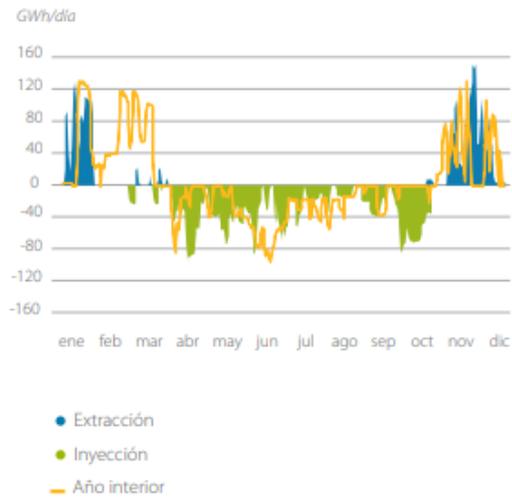


Figura 14: Evolución de existencias y de ciclos de iny/ext durante 2017

Serrablo y Gaviota, son dos antiguos yacimientos de gas natural ya agotados. La capacidad de inyección máxima agregada de estos dos almacenamientos es de 102 GWh/día, teniendo poca variación a lo largo del ciclo de inyección; sin embargo, la capacidad máxima de extracción varía desde 147 GWh/día al principio de la campaña, hasta 22 GWh/día al final de la misma en función de los parámetros técnicos y del llenado de los propios almacenamientos.

Las primeras operaciones comerciales registradas en Marismas fueron en abril de 2012. Este almacenamiento es un antiguo yacimiento de gas que finalizó su vida útil antes de extraer el gas colchón necesario para su explotación como almacenamiento subterráneo, por lo que no ha sido necesario la adquisición e inyección de gas bajo dicho concepto.

El almacenamiento de Yela, considerado una infraestructura clave para el sistema gasista por su ubicación estratégica en el centro de la Península, comenzó el proceso de llenado de su gas colchón en agosto de 2012 y, a partir de noviembre de 2012, la operación comercial.

En 2017 se produjo un aumento de la capacidad operativa del almacenamiento de Yela, alcanzando los 2.374 GWh, como consecuencia de la inyección de gas colchón en este almacenamiento, que acumulan a finales de 2017 de 7.025 GWh.

1.2.1.4 Red de Transporte

La red española de transporte consta, a 31 de diciembre de 2017, de 13.361 Km de gasoductos de alta presión.



Figura 15: Red de transporte del Sistema gasista español

En 2017, dos infraestructuras gasistas obtuvieron las Actas de Puesta en Marcha: dos gasoductos de transporte primario y una estación de compresión.

- Yeles-Seseña

Gasoducto incluido en la ‘Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016’, en la tabla 4.25 ‘Nuevas infraestructuras de transporte secundario para la atención de los

mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016'. Tiene una presión máxima de servicio de 59 bares, una longitud de 9 km y un diámetro de 8".

- Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo.

Este gasoducto está recogido en la 'Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016', en la tabla 4.24 'Nuevas infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016' (incorporado en infraestructuras primarias debido a que la presión máxima de operación a la que se autorizó fue de 80 bares). Actualmente cuenta con una presión máxima de servicio de 49,5 bares, una longitud de 12 km y un diámetro de 8". El titular de ambas infraestructuras es Redexis Gas, S.A. A finales del año 2017 el Sistema Gasista contaba con 11.369 km de gasoductos de transporte primario, y un total de 13.361 km incluyendo los secundarios.

La red de gasoductos cuenta con diecinueve estaciones de compresión que permiten vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del Sistema a sus destinos finales, elevando la presión del gas hasta 72/80 bar.

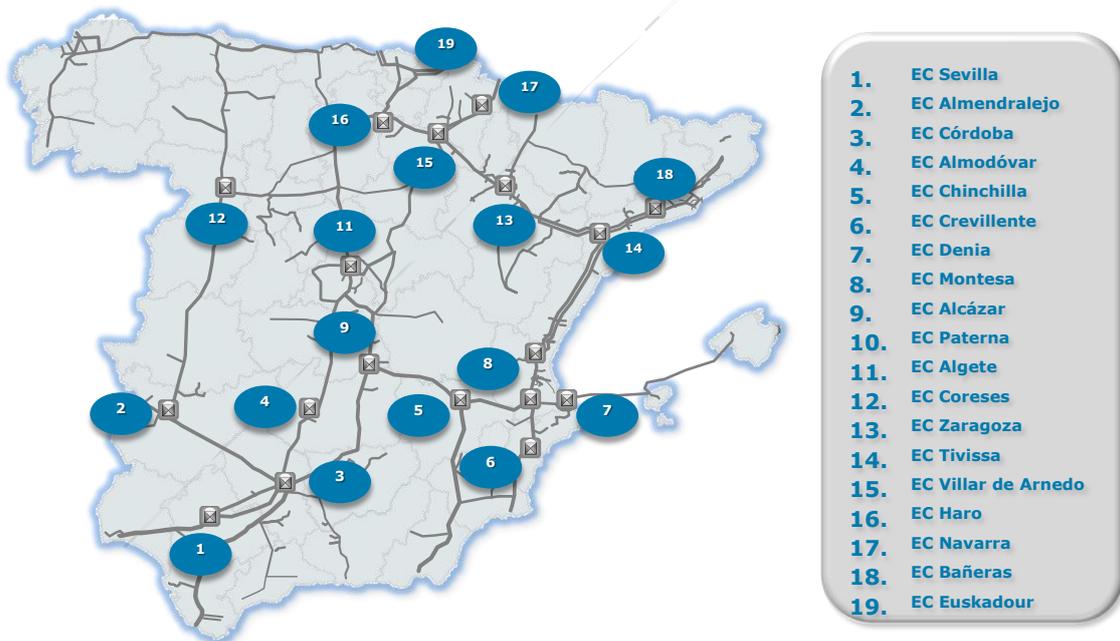


Figura 16: Estaciones de compresión del Sistema Gasista español

2. Resumen de la evaluación de riesgos del Sistema Gasista español 2018-2023

2.1 Casos analizados en la evaluación nacional de riesgos 2018-2023

La evaluación de riesgos nacional, garantiza la seguridad de suministro para el horizonte 2018-2023 de todos los riesgos analizados, que han sido 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 prolongado de Argelia a través de gasoducto y de las importaciones de gas natural licuado (GNL).

- Fallo de aprovisionamiento prolongado de Argelia a través de gasoducto (Conexión internacional de Tarifa o Almería).

De la misma manera, los escenarios analizados a nivel de grupo de riesgo, no suponen un menoscabo a la seguridad de suministro regional, siendo los escenarios analizados los siguientes:

Grupo de riesgo de Argelia:

- Fallo total del suministro de gas de Argelia
- Fallo en el gasoducto Magreb Europa (GME)
- Fallo del gasoducto Transmed
- Fallo de GNL procedente de Argelia: trenes de licuefacción fuera de servicio

Grupo de riesgo de Noruega:

- Fallo de la estación de Emden (de Noruega al continente)
- Fallo del gasoducto de Langeled (de Noruega al Reino Unido)
- Fallo de la mayor infraestructura off-shore al Reino Unido(gasoducto de Langeled) durante dos meses consecutivos (desde el 1 de enero al 28 de febrero)
- Fallo de la mayor infraestructura off-shore a Europa continental (EUROPIPE II) durante dos meses consecutivos (desde el 1 de enero al 28 de febrero)
- Fallo de la mayor infraestructura en tierra (Emden station) durante dos meses consecutivos (desde el 1 de enero al 28 de febrero)
- Fallo total de producción en Noruega

2.2 Conclusiones del análisis de riesgo realizado para el Sistema Gasista español y los grupos de riesgo de los que participa:

Grupo de riesgo de Argelia

Para el cálculo n-1 se ha considerado la interrupción de la producción de las infraestructuras con mayor impacto en la región:

- Interrupción de la interconexión Austria Eslovaquia (Baumgarten)
- Interrupción del gasoducto Transmed (Punto de entrada Mazara del Vallo)

Los resultados N-1 alcanzan, en todos los casos, valores superiores al 100%:

Para el fallo de Baumgarten, entre el 127% (invierno 2018-2019) y el 123% (invierno 2021-2022)

Para el fallo de Transmed, entre el 136% (invierno 2018-2019) y el 132% (invierno 2021-2022)

El grupo de riesgo de Argelia demuestra una gran capacidad de recuperación incluso en caso de una interrupción total del suministro de gas de Argelia (incluido GNL), siendo un evento poco probable. Las infraestructuras alternativas, especialmente las instalaciones de GNL, respaldan el sistema de gas y evitarían cualquier restricción de la demanda.

Aunque el volumen de GNL necesario parece ser inasequible, el modelo de potencial llegada de GNL proporcionado al grupo por la Agencia Internacional de la Energía, muestra que son plausibles. El impacto de los precios en los miembros más afectados, especialmente en España, puede ser relevante, pero la seguridad del suministro está salvaguardada.

Para la próxima Evaluación de Riesgo Común, se pueden explorar algunas mejoras, a saber:

- ✓ Enfocarse en el escenario más exigente, donde todos los miembros se ven afectados, permite trabajar en profundidad sobre otros temas;
- ✓ Evaluación de la existencia y movilización de los transportistas de GNL. Importantes transportistas de gas han resaltado esta necesidad;
- ✓ Evaluar con qué rapidez pueden reaccionar los transportistas de gas y comprar volúmenes importantes de GNL en el mercado spot;
- ✓ Tener en cuenta los contratos de suministro existentes y la falta de flexibilidad de los mismos (cláusulas de destino, cláusulas *take or pay*);
- ✓ Utilizar una metodología alternativa para evaluar la probabilidad de cada escenario, especialmente el más exigente, donde los aspectos geopolíticos son dominantes.

Grupo de Riesgo de Noruega

La producción noruega puede disminuir progresivamente en el futuro. La Dirección Nacional de Petróleo de Noruega prevé una reducción de un nivel actual de alrededor de 120 Bcm / año a un nivel de 90 bcm / año en 2030-2035.

El sistema de gasoductos noruego está bien conectado con el Reino Unido y el Continente. Basado en el pronóstico de nivel de producción, el factor limitante será la producción general.

Para el cálculo n-1 se ha considerado la interrupción de las piezas más grandes de infraestructura que suministran gas noruego:

- Interrupción de la estación de Emden (desde Noruega hasta el continente);
- Interrupción del gasoducto Langeled (desde Noruega hasta el Reino Unido).

Los resultados N-1 están muy por encima del 100%, lo que significa que, en caso de interrupción de una infraestructura importante que suministra gas noruego, las otras capacidades de entrada serán suficientes para cubrir la demanda máxima, que puede ocurrir 1 en 20 años.

Con respecto al tránsito a través de Suiza, por una parte los cálculos N-1 para Italia por y, por otra parte, para los otros Estados miembros en el grupo de riesgo, están por encima del 100%.

ENTSOG ha realizado simulaciones de la posible interrupción del suministro de gas de Noruega y ha evaluado el impacto que puede tener en la posibilidad de satisfacer la demanda. Se han considerado los siguientes escenarios:

- Interrupción de la infraestructura offshore más grande al Reino Unido (tubería Langeled) durante 2 meses (del 1 de enero al 28 de febrero);
- Interrupción de la infraestructura marítima más grande de Europa continental (EUROPIPE II) durante 2 meses (del 1 de enero al 28 de febrero);
- Interrupción de la infraestructura en tierra más grande de Noruega (estación Emden) durante 2 semanas (del 15 de febrero al 28 de febrero).

En las simulaciones realizadas, la infraestructura es lo suficientemente robusta para encontrar otro medio de suministro que pueda compensar la interrupción. Esos otros medios son:

- Reorganización de flujos desde Noruega;
- Retiro adicional de los almacenes;
- Envío adicional desde terminales de GNL.

El uso de estos otros medios evita la reducción de la demanda. Sin embargo, un aumento en el precio del gas puede ser necesario para permitir el uso de esos otros medios.

Evaluación de riesgos Nacional

Cabe destacar las siguientes conclusiones:

1. Ninguno de los riesgos identificados y analizados suponen un problema de suministro 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. Por tanto, con las infraestructuras previstas en el horizonte analizado, el valor de la fórmula N-1 establecida en el Anexo I del Reglamento 2017/1938 para el sistema gasista español es superior al 100%, no siendo necesario la aplicación de medidas distintas a las utilizadas en la operación normal.
3. El mayor riesgo potencial identificado para el sistema gasista español es el fallo total del principal suministrador (Argelia) cuyas entradas al sistema gasista español supusieron un 48 % del total en el 2017, un 9 % inferior del registrado en 2016. Cabe destacar que dicho fallo no se ha producido hasta la fecha. Incluso durante el periodo de inestabilidad en Argelia durante la década de los noventa, se mantuvieron las importaciones procedentes de este origen, por lo que este evento 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 gasista español, la diversificación de suministros con la que cuentan los comercializadores y la actualización de sus contratos para flexibilizar sus cláusulas y contemplar contrataciones *spot*, minimizan este riesgo.

4. Todas las conexiones transfronterizas con Francia y Portugal son bidireccionales. Además los operadores cuentan con Acuerdos de Operación Conjunta 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 5.8 del Reglamento 2017/1938.

3 Norma relativa a la infraestructura (Art. 5)

En cumplimiento de los criterios establecidos en el artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/1938, el riesgo relativo al fallo de la infraestructura es analizado bajo el supuesto de presentarse el día con una demanda de gas natural excepcionalmente elevada, con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.

En el caso del mercado español, este día se ha interpretado como el previsto mediante los sistemas de previsión de demanda bajo las siguientes hipótesis:

- Temperatura media diaria más baja de los últimos 20 años
- Generación eólica baja
- Generación hidráulica baja
- Generación nuclear bajo el supuesto de que hay una central indisponible,
- Menores costes de generación con gas natural que con carbón.

En el siguiente cuadro se muestra la evolución histórica de la demanda punta invernal así como los resultados de su previsión para los próximos años.

Tabla 7: Evolución de la demanda punta invernal del Sistema y previsión en los próximos cinco inviernos

Inviernos (GWh/día)	Real					Previsión				
	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Sector Convencional (Península + Baleares)	<i>punta probable</i>					1.295	1.328	1.340	1.352	1.366
	<i>punta extrema</i>	1.079	1.146	1.005	1.228	1.142	1.340	1.375	1.386	1.399
Sector Eléctrico (Península + Baleares)	<i>punta probable</i>					570	633	651	674	692
	<i>punta extrema</i>	362	206	320	361	630	635	705	725	750
TOTAL	<i>punta probable</i>					1.865	1.961	1.991	2.026	2.058
	<i>punta extrema</i>	1.441	1.352	1.325	1.589	1.772	1.975	2.079	2.111	2.150
Fecha PUNTA NACIONAL	12-dic-13	6-feb-15	19-ene-16	19-ene-17	5-dic-2017					

3.1 Fórmula N-1

La norma relativa a la infraestructura, de acuerdo con la fórmula N-1 incluida en el Anexo II del Reglamento (UE) N° (UE) 2017/1938, debe garantizar la adopción de las medidas necesarias para que, en caso de una interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas natural, la capacidad de las infraestructuras restantes permita la cobertura total de la demanda 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, regasificación y carga de cisternas, de 559 GWh/día (48,1 mcm/d).



Figura 17: Infraestructuras del sistema gasista español. Con una cruz se marca la infraestructura con mayor capacidad de emisión de la red.

La cuantificación de la capacidad de la red de transporte de gas, cuyas características se definen en el apartado 3 del anexo II, para hacer frente a esta interrupción viene dada por la fórmula N-1 definida en el reglamento (UE) 2017/1938 como:

$$N - 1(\%) = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max} - D_{\text{eff}}} \times 100; N - 1 \geq 100\%$$

Dónde:

- D_{\max} : Demanda total de gas diaria (mcm/d) de un día de demanda de gas natural excepcionalmente alta con probabilidad de producirse una vez cada 20 años.
- D_{eff} : la parte de D_{\max} que, en caso de interrupción del suministro, puede cubrirse suficientemente y oportunamente con peaje interrumpible.
- EP_m : Suma de la capacidad técnica de todos los puntos de entrada fronterizos con el sistema gasista español (mcm/d).
- P_m : Suma de la capacidad técnica máxima de producción diaria a partir de todas las instalaciones de producción de gas que puede ser trasladada a los puntos de entrada en el área calculada (mcm/d).
- S_m : Suma de la capacidad técnica máxima de extracción diaria de todas las instalaciones de almacenamiento (mcm/d).

- LNG_m: Suma de las capacidades técnicas máximas de emisión ofrecidas por todas las instalaciones de GNL (mcm/d)
- I_m: Capacidad técnica máxima de la mayor infraestructura unitaria de gas (mcm/d).

Tabla 8. Cálculo Fórmula N-1²: 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 2018-2019		Invierno 2019-2020		Invierno 2020-2021		Invierno 2021-2022		Invierno 2022-2023	
	GWh/día	mcm/d								
Epm	1.039	89								
Tarifa	444	38	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería	290	25	290	25	290	25	290	25	290	25
Francia	225	19	225	19	225	19	225	19	225	19
Portugal	80	7	80	7	80	7	80	7	80	7
Pm	6	1								
Sm (100% llenado)	215	18	235	20	247	21	259	22	271	23
Serrablo	79	7	79	7	79	7	79	7	79	7
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	63	5	83	7	95	8	107	9	119	10
Marismas	5	0,4	5	0,4	5	0,4	5	0	5	0
LNGm	1.910	164								
Barcelona	544	47	544	47	544	47	544	47	544	47
Huelva	376	32	376	32	376	32	376	32	376	32
Cartagena	376	32	376	32	376	32	376	32	376	32
Bilbao	223	19	223	19	223	19	223	19	223	19
Sagunto	278	24	278	24	278	24	278	24	278	24
Mugardos	115	10	115	10	115	10	115	10	115	10
Musel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Im (Pl. Barcelona)	544	47								
Dmax	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185	2.185	188
PUNTA extrema	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185	2.185	188
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia										
Portugal										
Deff	0,7									
% PRINCIPIO N-1	133%		127%		126%		124%		123%	

² El cálculo de la fórmula N-1 se ha realizado sin tener en cuenta las exportaciones del sistema gasista. Dicho cálculo difiere del presentado en la Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista Español de 2018 que sí incluía las exportaciones.

Tabla 9: Cálculo Fórmula N-1³: 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 2018-2019		Invierno 2019-2020		Invierno 2020-2021		Invierno 2021-2022		Invierno 2022-2023	
	GWh/día	mcm/d								
Epm	1.039	89								
Tanifa	444	38	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería	290	25	290	25	290	25	290	25	290	25
Francia	225	19	225	19	225	19	225	19	225	19
Portugal	80	7	80	7	80	7	80	7	80	7
Pm	6	1								
Sm (30% llenado)	143	12	148	13	152	13	155	13	157	14
Serrablo	36	3	36	3	36	3	36	3	36	3
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	35	3	40	3	44	4	47	4	49	4
Marismas	5	0,4	5	0,4	5	0,4	5	0	5	0
LNGm	1.910	164								
Barcelona	544	47	544	47	544	47	544	47	544	47
Huelva	376	32	376	32	376	32	376	32	376	32
Cartagena	376	32	376	32	376	32	376	32	376	32
Bilbao	223	19	223	19	223	19	223	19	223	19
Sagunto	278	24	278	24	278	24	278	24	278	24
Mugardos	115	10	115	10	115	10	115	10	115	10
Musel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Im (Pl. Barcelona)	544	47								
Dmax	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185	2.185	188
PUNTA extrema	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185	2.185	188
Exportación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Francia										
Portugal										
Deff	0,7									
% PRINCIPIO N-1	129%		123%		121%		119%		118%	

Para la fórmula N-1 [%], aplicada al sistema gasista español, se obtienen resultados superiores al 100%, de acuerdo con los escenarios de demanda e infraestructuras previstos en los próximos cuatro inviernos.

Además, para el próximo invierno 2018-2019, se ha aprobado una oferta de peaje interrumpible para gasoductos saturados en situación de punta invernal de 5 GWh/día, y hasta la incorporación de las infraestructuras planificadas que resuelvan dicha situación de saturación.

Este suceso de fallo de la mayor infraestructura ha sido clasificado como IMPROBABLE en cuanto a probabilidad de ocurrencia. En lo que respecta a la clasificación de sus consecuencias, se trataría de un suceso considerado como LEVE. Puede afirmarse que el sistema gasista español cuenta con capacidad suficiente de transporte para cubrir la demanda en el caso fallo de la planta de regasificación de Barcelona durante la punta invernal. Por tanto, este riesgo es considerado como ACEPTABLE.

³ El cálculo de la fórmula N-1 se ha realizado sin tener en cuenta las exportaciones del sistema gasista. Dicho cálculo difiere del presentado en la Evaluación de Riesgos del Sistema Gasista Español de 2018 que sí incluía las exportaciones.

Adicionalmente al cálculo de la fórmula N-1, y para cumplir con los requerimientos del Reglamento (UE) nº 2017/1938, se han realizado sendas simulaciones hidráulicas con los diferentes porcentajes de llenado de los AA.SS (100% y 30%).

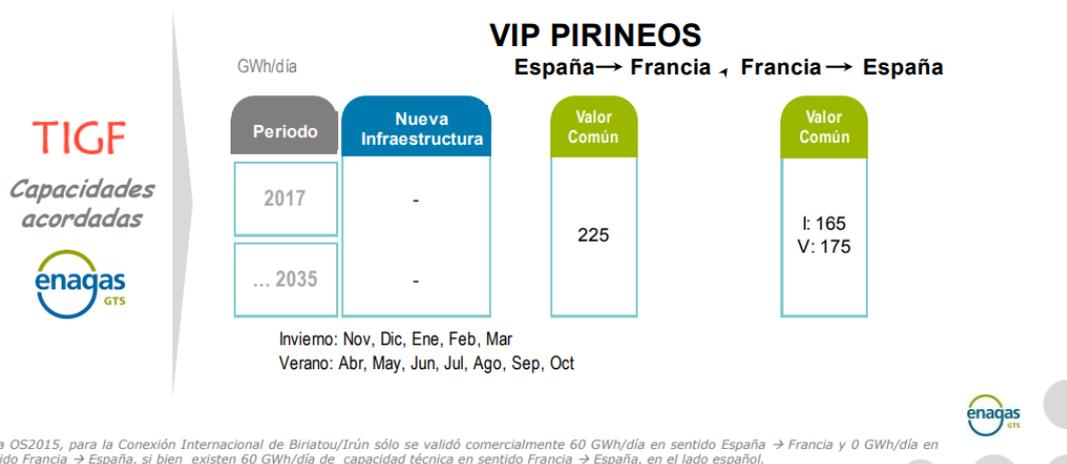
De estas simulaciones se extraen las siguientes conclusiones:

- No existen cuellos de botella en la red de transporte que impidan garantizar la cobertura de la demanda doméstico/comercial en el en los escenarios analizados.
- El escenario punta de consumo para generación eléctrica igualmente queda garantizado en los escenarios analizados.
- Se garantizan las exportaciones a través del VIP Ibérico, con valores de flujos habituales en la operación invernal del sistema
- En el caso analizado de demanda punta extrema con un llenado de almacenamientos del 100%, no es imprescindible el aporte de gas por el VIP Pirineos, pudiendo incluso llegar a exportarse gas a través del VIP Pirineos.
- En el caso analizado de demanda punta extrema con un llenado de almacenamientos del 30%, tampoco es imprescindible un aporte desde el VIP PIRINEOS para garantizar la total cobertura de la demanda, si bien ante fuertes consumos de gas para la generación eléctrica en la zona de influencia del VIP PIRINEOS, sí sería necesario un aporte a través de las conexiones con Francia.

3.2 Capacidad bidireccional

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

Tabla 10: Capacidades de conexiones internacionales



[Información disponible en las web de Enagas GTS:](#)

Reg. 2017/459 que establece un código de red sobre los **mecanismos de asignación de capacidad** en los sistemas de transmisión de gas también incluye

Artículo 11. **Subasta de capacidad anual**

El proceso de subasta deberá **ofrecer capacidad al menos para los próximos 5 años de gas**

Capacidad técnica desde Octubre 2018 hasta Septiembre 2023

GWh/d Año de gas	ESPAÑA > PORTUGAL	PORTUGAL > ESPAÑA
	Capacidad técnica firme anual	Capacidad técnica firme anual
N+1 (oct'18-sept'19)	144	80
N+2 (oct'19-sept'20)	134 (*)	80
N+3 (oct'20-sept'21)	134 (*)	80
N+4 (oct'21-sept'22)	134 (*)	80
N+5 (oct'22-sept'23)	134 (*)	80

(*) A evaluar capacidad adicional antes de cada subasta anual de capacidad anual

Calculado a la temperatura de combustión de 25 ° C



[Información disponible en las web de Enagas GTS:](#)

4 Cumplimiento de la Norma relativa al suministro (Art. 6)

Los clientes que se consideran protegidos a efectos del Reglamento UE (2017/1938) son los consumidores domésticos y los servicios esenciales establecidos en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.

- i. Se considera consumidor doméstico a aquel acogido a los peajes 3.1 y 3.2. que corresponden con domicilios de personas físicas y los peajes 3.3 y 3.4 que correspondan a usos de calefacción y agua caliente sanitaria colectiva para suministro a domicilios de personas físicas.
- ii. Los consumidores que presten servicios definidos como esenciales en el artículo 60 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

Los valores registrados de los consumos domésticos y de los servicios esenciales alcanzaron en el año 2017 el 14,57 % de la demanda total del Sistema, cumpliéndose por tanto el requisito establecido en el apartado 5 del artículo 2 del Reglamento UE 2017/1938, por el que el cómputo total del consumo de los “Clientes Protegidos” adicionales, correspondientes a servicios sociales esenciales, no debe exceder el 20% del consumo final anual de gas, tal y como se refleja en el siguiente cuadro:

Tabla 11: Detalle del consumo clientes protegidos 2016 y 2017

	2016 Real		
	Clientes protegidos		Clientes no protegidos
	Protegidos en solidaridad	resto	
Consumo anual (GWh)			
* Clientes Industriales	0	0	187.624
* Generación eléctrica	0	0	59.709
* Calefacción de distrito	0	0	0
* Residencial	0	50.430	12.607
*Otros	0	0	0
Consumo día Punta (GWh/d)	date: 12/2016/14		
* Clientes Industriales	0	0	608
* Generación eléctrica	0	0	432
* Calefacción de distrito	0	0	0
* Residencial	0	287	72
*Otros	0	0	0

	2017 Real		
	Clientes protegidos		Clientes no protegidos
	Protegidos en solidaridad	resto	
Consumo anual (GWh)			
* Clientes Industriales	0	0	200.437
* Generación eléctrica	0	0	76.536
* Calefacción de distrito	0	0	0
* Residencial	0	48.926	12.232
*Otros	0	0	0
Consumo día Punta (GWh/d)	date: 01/2017/19		
* Clientes Industriales	0	0	648
* Generación eléctrica	0	0	361
* Calefacción de distrito	0	0	0
* Residencial	0	428	107
*Otros	0	0	0

Así mismo, la previsión del consumo de los clientes protegidos en el periodo comprendido entre los años 2018 y 2022 en condiciones medias de temperatura es la que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 12: Previsión del consumo de los clientes protegidos en los próximos años⁴

GWh

Año	Demanda Sistema	Demanda Clientes Protegidos	
2016	310.370	50.430	16%
2017	338.132	48.926	14%
2018	346.952	52.699	15%
2019	357.570	53.499	15%
2020	365.718	53.895	15%
2021	370.144	54.408	15%
2022	374.730	55.006	15%

Los consumos de los clientes protegidos están sometidos a una gran variabilidad estacional a lo largo del año debido a que constituyen un mercado muy afectado por la evolución de las temperaturas. Así, mientras que anualmente los consumos de clientes protegidos suponen aproximadamente un 16% del total de la demanda nacional, en los meses invernales este porcentaje asciende hasta un 28% en condiciones medias de temperatura.

El artículo 6 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:

- a) Temperaturas extremas durante un período punta de siete días con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- b) Cualquier período de al menos 30 días de demanda de gas excepcionalmente elevada, con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- c) 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 generación eléctrica que requieren una elevada aportación por parte de las centrales de ciclo combinado.

⁴ La demanda prevista del sistema se corresponde con las estimaciones remitidas por Enagas GTS a ENTSOG en el marco del TYNDP 2020, sin perjuicio de su futura revisión a la luz de las estimaciones incluidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

4.1. Semana más fría últimos 20 años (Art. 6, 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, fue el comprendido entre el 21 y el 27 de diciembre de 2001. Esta semana coincidió con el periodo vacacional de Navidad, en el que se produce un descenso importante de la demanda vinculada al sector industrial. Por este motivo, no se registraron consumos punta invernales en la semana indicada.

Se ha considerado como 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. Las temperaturas registradas en este periodo, han sido extrapoladas en los sistemas de previsión de demanda para la estimación del consumo de gas natural durante la semana más fría de los próximos cuatro inviernos. La estimación del consumo de gas para producción eléctrica a partir de centrales de ciclo combinado en este periodo de frío extraordinario, se ha llevado a cabo siguiendo las hipótesis recogidas en la siguiente tabla:

Tabla 13: Condiciones de contorno para el cálculo de los escenarios de demanda

Escenarios Previsto	Condiciones de contorno				
	Ola de frío	Eolicidad	Año Hidráulico	Nuclear	% Reparto Hueco Térmico
LABORABLE INVERNAL	No	Media	Normal	0 paradas	ventaja carbón
PUNTA PROBABLE	Sí	Media	Normal	0 paradas	ventaja gas
PUNTA EXTREMA	Sí	Baja	Seco	1 parada	ventaja gas
Semana 1 en 20	Sí	Baja	Seco	1 parada	ventaja gas
Mes 1 en 20	Sí	Baja	Seco	1 parada	ventaja gas
Mes condiciones medias	No	Media	Normal	0 paradas	ventaja carbón

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

Tabla 14: Previsión de demanda durante la semana más fría de los últimos 20 años⁵

Unidad: GWh		Invierno	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
		<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>	<i>previsto</i>
SEMANA en condiciones medias de temperatura, eolicidad y pluviosidad	Dem. convencional	7.500	7.607	7.678	7.754	7.834
	<i>Cientes protegidos</i>	2.030	2.060	2.075	2.095	2.118
	<i>Cientes NO protegidos</i>	5.470	5.547	5.603	5.660	5.716
	Consumo CtCC'S	1.350	1.482	1.591	1.623	1.656
	TOTAL	8.850	9.089	9.270	9.377	9.489
incrementos de demanda extraordinaria en la SEMANA más fría de los últimos 20 años con baja eolicidad	Δ Cientes protegidos	976	991	998	1.008	1.019
	Δ Cientes NO protegidos	342	347	350	353	357
	Δ Consumo CTCC's	850	933	1.002	1.022	1.042
	Δ Consumo TOTAL	2.168	2.271	2.350	2.383	2.418
demanda en la SEMANA más fría de los últimos 20 años con baja eolicidad	TOTAL convencional	8.818	8.945	9.026	9.115	9.209
	<i>Cientes protegidos</i>	3.006	3.051	3.073	3.102	3.136
	<i>Cientes NO protegidos</i>	5.812	5.894	5.953	6.013	6.073
	Total Consumo CTCC's	2.200	2.415	2.593	2.645	2.698
	TOTAL Demanda	11.018	11.360	11.620	11.760	11.907

4.2. Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.b)

El período de 30 días consecutivos con registros de temperaturas más bajas fue el comprendido entre el 1 y el 30 de diciembre de 2001. Sin embargo, éste incluye el periodo vacacional de Navidad, en el que se produce una bajada importante de demanda vinculada al sector industrial, por lo que no se registraron 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 demanda de gas natural:

Tabla 15: Previsión de demanda durante el mes más frío de los últimos 20 años.

Unidad: GWh		Invierno	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
		<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	31.200	31.645	31.942	32.258	32.588
	<i>Cientes protegidos</i>	8.521	8.651	8.715	8.798	8.894
	<i>Cientes NO protegidos</i>	22.679	22.995	23.228	23.460	23.694
	Consumo CtCC'S	5.800	6.367	6.835	6.972	7.112
	TOTAL	37.000	38.012	38.778	39.230	39.700
incrementos de demanda extraordinaria en el MES más frío de los últimos 20 años con baja eolicidad	Δ Cientes protegidos	2.472	2.510	2.528	2.552	2.580
	Δ Cientes NO protegidos	1.038	1.053	1.062	1.073	1.084
	Δ Consumo CTCC's	2.055	2.256	2.422	2.470	2.520
	Δ Consumo TOTAL	5.565	5.819	6.012	6.095	6.184
demanda en el MES más frío de los últimos 20 años con baja eolicidad	TOTAL convencional	34.710	35.208	35.533	35.883	36.252
	<i>Cientes protegidos</i>	10.993	11.160	11.243	11.350	11.475
	<i>Cientes NO protegidos</i>	23.717	24.048	24.290	24.533	24.778
	Total Consumo CTCC's	7.855	8.623	9.257	9.443	9.631
	TOTAL Demanda	42.565	43.831	44.790	45.325	45.884

⁵ Los escenarios de previsión de demanda en condiciones excepcionales se corresponden con las estimaciones remitidas por Enagas GTS a ENTSG en el marco del TYNDP 2020.

4.3 Mes tipo medio invernal y fallo de la mayor infraestructura de entrada (Art. 6, apartado 1.c)

El apartado 1.c) del artículo 8 del Reglamento (UE) 2017/1938 define el escenario de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de suministro de gas natural en condiciones invernales medias, durante un periodo de al menos 30 días.

En el caso del sistema gasista español, la infraestructura con mayor capacidad de emisión es la planta de regasificación de Barcelona.

Un fallo en la planta de regasificación de Barcelona, que anule su emisión de forma 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 16: Previsión de demanda durante un mes con temperaturas invernales medias

Unidad: GWh		Invierno	Invierno	Invierno	Invierno	Invierno
		2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
		<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	31.200	31.645	31.942	32.258	32.588
	<i>Clientes protegidos</i>	8.521	8.651	8.715	8.798	8.894
	<i>Clientes NO protegidos</i>	22.679	22.995	23.228	23.460	23.694
	Consumo CTCC's	5.800	6.367	6.835	6.972	7.112
	TOTAL	37.000	38.012	38.778	39.230	39.700

4.4 Medidas específicas vigentes para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro.

A continuación, se detallan las medidas desarrolladas para garantizar el suministro a los clientes protegidos en las situaciones descritas en el artículo 8 del Reglamento, en su apartado 1, diferenciando entre medidas ex ante y medidas ex post.

El objetivo de este conjunto de medidas es evitar que se produzca una situación de riesgo de continuidad del suministro para los clientes protegidos, facilitando el intercambio de información y la coordinación entre la Autoridad Competente, el Gestor Técnico del Sistema y los agentes.

La Norma de Gestión Técnica del Sistema número 9, NGTS-09 «Operación normal del sistema», establece las variables básicas de control del sistema, en esencia: demanda, capacidades de entrada y de transporte. El Gestor Técnico del Sistema establece los rangos admisibles para dichas variables mediante una monitorización constante de la información procedente de los agentes (programación de descarga de buques, reserva de la capacidad de entrada al sistema

desde conexiones internacionales o plantas de regasificación y posterior nominación) y las previsiones de demanda.

En base a esa monitorización, la NGTS-10 «Operación del sistema en situación excepcional» prevé la declaración de Situación de Operación Excepcional (SOE) cuando se detecte la posibilidad de que no se cumplan cualesquiera de los parámetros que definen la Operación Normal, pero sin requerirse la declaración de ninguno de los niveles de crisis contemplados en el Reglamento. Actualmente se está procediendo a una revisión de esta norma para facilitar la detección de la desviación de estos parámetros con suficiente antelación y el establecimiento de órganos de coordinación entre la Autoridad Competente, el Gestor Técnico del Sistema y los agentes en caso de declaración de una SOE.

Al mismo tiempo se incluyen dentro de las medidas para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro todas las medidas incluidas dentro del apartado 8 Obligaciones de servicio público relativas a la seguridad de suministro:

- Existencias mínimas de seguridad.
- Diversificación de suministros.
- Plan de Actuación Invernal.

La normativa nacional contempla un marco sancionador con medidas suficientemente disuasorias para garantizar que los agentes del sistema gasista cumplen con sus obligaciones de suministro a los clientes protegidos.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos tipifica en su artículo 109 las infracciones muy graves, entre ellas:

- l) El incumplimiento reiterado por parte de los sujetos obligados a ello, de conformidad con la normativa vigente, de las condiciones de calidad y continuidad del servicio.
- w) El incumplimiento de las normas de gestión técnica del sistema, cuando ello afecte a la continuidad y seguridad del suministro de gas natural.

A su vez, el artículo 112 establece los criterios a considerar en la graduación de sanciones, explicitando que se tendrán en cuenta “los perjuicios producidos en la continuidad y regularidad del suministro a usuarios”.

Por último, los artículos 113 y 114 regulan las sanciones y multas coercitivas correspondientes. En el caso concreto de las sanciones por infracciones muy graves, como sería el caso de la suspensión del suministro a los clientes protegidos, las multas contempladas podrían alcanzar los 30.000.000 €, con el límite del 10% del volumen de negocios de la empresa infractora o su sociedad matriz en caso de pertenencia a una.

5. Medidas preventivas

En la Evaluación de Riesgos del sistema gasista 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 60 días):
Para la evaluación de este escenario, se ha estudiado la resiliencia de España, ante un corte total del suministro de Argelia durante dos meses (enero y febrero) con las condiciones de temperatura más frías de los últimos cinco inviernos, junto con un día pico de demanda el 15 de febrero, con una probabilidad estadística de producirse 1 en 20, y finalmente una ola de frío entre el 15 y el 28 de febrero también con una probabilidad 1 en 20.
- ✓ Escenario relativo al fallo de infraestructura: emisión nula desde la planta de Mugaros durante un día de punta invernal con una probabilidad estadística de producirse de 1 en 20.

Las medidas preventivas con las que cuenta el sistema gasista español, con objeto de evitar la materialización de los escenarios contemplados en la evaluación de riesgos, o en caso de que no fuera posible disminuir su impacto son las siguientes:

a) 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 5 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.

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 MITECO, si procede, la necesidad de reactivar la tramitación de aquellas infraestructuras necesarias para no incurrir en riesgo de seguridad de suministro.

b) Flexibilidad de los puntos de entrada

La alta flexibilidad del sistema gasista español viene dada principalmente por los doce puntos de entrada disponibles: seis plantas de regasificación y seis conexiones internacionales, de las cuales dos son conexiones en sentido importación de gas procedente de Argelia mientras que las otras cuatro corresponden a puntos de interconexión bidireccionales con otros Estados miembros de la Unión Europea.

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 disminución 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.

c) 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.

d) Utilización de los contratos

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

e) Integración de biometano procedente de fuentes renovables

Se están realizando proyectos para potenciar el consumo de gas de origen renovable, que disminuyan la dependencia energética con respecto a los países proveedores y ayuden a una mejora ambiental. En este sentido, se ha modificado en 2018 el protocolo de detalle PD-01 de las normas de gestión técnica del sistema, modificando los requisitos que ha de cumplir el biometano para ser inyectado en la red de transporte y distribución sin menoscabar la calidad y continuidad del suministro.

f) 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 gasista 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) Telemedida 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.

g) Combustibles de reserva alternativos en CTCC's y Mercado de generación de electricidad

Al contar con una importante flexibilidad, 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.

h) 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) 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 MITECO.

- *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.

6. Otras medidas y obligaciones

A continuación se enumeran otras medidas que permiten garantizar la seguridad de suministro de gas natural. Estas medidas son desarrolladas por los siguientes agentes: El Gestor Técnico del sistema, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y el Operador del mercado organizado del gas.

El Gestor Técnico del Sistema:

Entidad responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, y garantizará la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación entre los puntos de acceso, los almacenamientos, el transporte y la distribución.

Serán funciones del Gestor Técnico del Sistema las siguientes relacionadas con la seguridad de suministro:

- a) Gestionar todas las instalaciones de la Red Básica del sistema gasista y de transporte secundario.
- b) Determinar y controlar el nivel de garantía de abastecimiento de gas natural del sistema a corto y medio plazo.
- c) Prever a corto y medio plazo la utilización de instalaciones del sistema, así como de las reservas de gas natural, de acuerdo con la previsión de la demanda.
- d) Impartir las instrucciones necesarias para la correcta explotación del sistema de gas natural y su transporte de acuerdo con los criterios de fiabilidad y seguridad que se establezcan. Asimismo, impartirá las instrucciones precisas a los transportistas para ajustar los niveles de emisión de gas natural a la demanda del sistema gasista.
- e) Coordinar y modificar, en su caso, los planes de mantenimiento de instalaciones de forma que se asegure su funcionamiento y disponibilidad para garantizar la seguridad del sistema.
- f) Establecer y controlar las medidas de fiabilidad del sistema de gas natural, así como los planes de actuación para la reposición del servicio en caso de fallos generales en el suministro de gas natural, y coordinar y controlar su ejecución.
- g) Impartir las instrucciones de operación a las instalaciones de transporte, incluidas las interconexiones internacionales.
- h) Desarrollar aquellas otras actividades relacionadas con las anteriores que sean convenientes para el funcionamiento del sistema, así como cualesquiera otras funciones que le sean atribuidas por las disposiciones vigentes.
- i) Proponer al Ministerio para la Transición Ecológica el desarrollo de la Red Básica de gas natural y la ampliación y/o extensión de los almacenamientos.
- j) Proponer al Ministerio para la Transición Ecológica los planes de emergencia que considere necesarios, detallando las existencias disponibles, su ubicación y período de reposición de las

mismas, así como sus revisiones anuales. Dichos planes y sus revisiones anuales serán objeto de aprobación o modificación por la Dirección General de Política Energética y Minas.

k) Dar las órdenes oportunas para que las empresas titulares de las redes de instalaciones de la Red Básica y de transporte secundario hagan funcionar sus instalaciones de tal forma que se asegure la entrega de gas en las condiciones adecuadas en los puntos de salida del sistema.

l) Para realizar y controlar su actuación, el Gestor del Sistema llevará a cabo los programas de entregas que reglamentariamente se determinen.

m) Gestionar las entradas y salidas de gas natural en el sistema gasista a través de los gasoductos, las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación, los almacenamientos subterráneos y los yacimientos naturales.

o) Efectuar el cálculo y aplicación del balance diario de cada sujeto que utilice la red gasista y las existencias operativas y estratégicas del mismo.

r) Supervisar la correcta ejecución por parte de los agentes del sistema de las medidas adoptadas por el Gobierno ante situaciones de emergencia y elaborar un informe sobre los resultados de dicha supervisión que se pondrá a disposición del Ministerio para la Transición Ecológica y de la Comisión Nacional de Energía.

s) Proporcionar a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos la información que ésta pueda requerir para el ejercicio de su función de mantenimiento de las existencias de carácter estratégico de gas natural.

t) Realizar en coordinación con el operador del mercado organizado de gas las funciones que reglamentariamente se le asignen para garantizar el correcto funcionamiento de dicho mercado

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos:

Entidad que tiene por objeto la constitución, mantenimiento y gestión de las existencias de carácter estratégico de gas natural en la parte que se determine reglamentariamente, así como el encargado de controlar el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural por parte de los sujetos obligados. También tiene encomendada la función del control del cumplimiento de la obligación de la diversificación de los abastecimientos de gas natural.

El Operador del mercado organizado de gas

El operador del mercado organizado de gas asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de gas natural en el mercado de gas natural en los términos y con las funciones que reglamentariamente se establezcan, garantizando en todo momento el correcto funcionamiento del mismo.

7. Proyectos de infraestructuras

El proyecto STEP

En términos de seguridad de suministro y diversificación, Francia y España, parten de una posición inicial adecuada. Adicionalmente, ambos estados disponen de herramientas y planes de seguridad de suministro apropiados.

El sistema gasista español presenta un grado adecuado de diversificación en los suministros de gas natural. No obstante, Argelia, siendo el principal origen de los suministros en España, llega a alcanzar porcentajes del 60% en el portfolio de suministros, incluyendo tanto las importaciones por gasoducto, como importaciones de gas natural licuado. El aprovisionamiento restante (en torno al 40%) proviene fundamentalmente de las importaciones de GNL de distintos orígenes, así como del gas importado de Francia a través de la interconexión VIP Pirineos, siendo éste el único punto de conexión entre España y Europa continental.

El proyecto South Transit East Pyrenees (STEP), en caso de determinarse su viabilidad económica, podría mejorar bajo ciertos escenarios la capacidad del sistema gasista español para afrontar las potenciales indisponibilidades temporales de GNL.

La inversión estimada se sitúa en torno a los 442 millones de euros, de los cuales 152 millones de euros corresponden a inversiones en el lado español y 290 millones de euros en el francés. En el lado español, las infraestructuras asociadas al desarrollo de la conexión internacional STEP son las siguientes:

- Gasoducto Martorell-Figueras, tramo norte (Hostalric-Figueras).
- Gasoducto Figueras-Frontera Francesa.
- Estación de compresión de Martorell.

La tramitación de estas instalaciones fue restablecida mediante el Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de marzo de 2018, por el que se restablece la tramitación de las instalaciones asociadas a la interconexión gasista con Francia, lo que en todo caso no suponía decisión en sentido alguno sobre su eventual autorización.

Mediante Decisión Común de 22 de enero de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autoridad de regulación francesa, han acordado que el proyecto de interés común, STEP (que correspondería con la primera fase del MIDCAT) en su configuración y capacidades actuales, tal como lo han presentado los transportistas, no cumple con las necesidades del mercado y carece de madurez suficiente para ser considerado en una asignación de costes transfronteriza.

Ambos reguladores indican que las infraestructuras de interconexión son una herramienta clave para alcanzar los objetivos del mercado interior. La Península Ibérica es una de las regiones que, debido a su posición geográfica, tiene un nivel relativamente limitado de interconexión con el resto del mercado europeo por lo que recomiendan continuar con los esfuerzos hacia una mayor integración de los mercados de electricidad y de gas en el sudoeste europeo.

Toda la nueva capacidad proporcionada por este proyecto se define interrumpible. Los reguladores concluyen que el proyecto presentado falla al no ofrecer capacidad para contratar de forma firme por los comercializadores, por lo que no ha recibido apoyo en sucesivos test de mercado. Los altos costes de la infraestructura, con el nivel de tarifas que resultan de aplicación, junto con el hecho

de que ya se disponga actualmente en la interconexión de capacidad interrumpible, con un bajo nivel de utilización anual, no garantizaría el acoplamiento de precios de gas con el norte de Europa.

Por estos motivos, ambos reguladores han acordado rechazar la solicitud de inversión. Asimismo, la Decisión Común aconseja la reconsideración del proyecto por parte de los transportistas promotores de la infraestructura, buscando una solución más eficiente en beneficio de los consumidores.

8. Obligaciones de servicio público relativas a la seguridad del suministro

La inclusión en este apartado de las medidas de carácter preventivo directamente relacionadas con la seguridad de suministro no supone en ningún caso la presunción de que las mismas supongan obligaciones de servicio público, habiendo sido organizadas de este modo por claridad expositiva.

a) 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 es de 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.

b) Diversificación de suministro

El RD 1766/2007, en su artículo 1, punto dos, estableció que, 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, 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 en el año natural anterior, deberán diversificar su cartera de forma que sus suministros provenientes del principal país suministrador al mercado nacional sea inferior al 50 por ciento.

Adicionalmente, el artículo 2, en su apartado seis, modificó el artículo 21 del RD 1716/2004, disponiendo que cualquier sujeto obligado a mantener la diversificación en sus aprovisionamientos, que 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, según la información publicada por CORES en virtud de lo establecido en el apartado dos de este artículo, podrá dirigirse al MITECO, solicitando la autorización para suscribir dicho contrato.

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 MITECO. Este departamento Ministerial se pronunciaría 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.

c) 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 el 27 de noviembre de 2017 (BOE 29 de noviembre de 2017) es de aplicación desde el 1 de noviembre hasta el 31 de marzo del año siguiente. Las principales líneas de actuación del plan son las siguientes:

1. Cada usuario deberá mantener durante el período de aplicación del Plan de Actuación Invernal un volumen mínimo de existencias de gas natural licuado en concepto de reserva invernal que será calculado por el GTS de acuerdo a lo siguiente:

Los usuarios con capacidad contratada firme de entrada a la red de transporte cuya duración sea superior a un día, deberán mantener en todo momento unas existencias equivalentes a 3,5 días de dicha capacidad contratada. Solo será considerada la capacidad contratada destinada al suministro del mercado nacional, para lo cual los usuarios pondrán a disposición del GTS la información de las operaciones de exportación llevadas a cabo directamente o a través de terceros.

La obligación de mantenimiento de reserva invernal no será de aplicación en caso de que la suma de obligaciones de los usuarios pertenecientes a un mismo grupo empresarial sea inferior a 15 GWh.

2. La reserva invernal se deberá constituir en alguna de las siguientes formas:
 - a) GNL propiedad del usuario y almacenado en plantas de regasificación o en barcos situados en aguas territoriales. En este último caso el usuario deberá declarar el

nombre del barco, situación aproximada, volumen de GNL transportado, porcentaje del mismo que es propiedad del usuario y, en su caso, planta de regasificación donde se va a efectuar la descarga.

- b) GNL arrendado a un tercero que cumpla las condiciones del apartado anterior. Estas reservas se acreditarán mediante documento firmado por el propietario y el arrendador en el que conste, al menos, la cantidad arrendada, la duración del contrato, y, en caso de que se ubique total o parcialmente en barcos, la información referida en el párrafo anterior. El GTS tratará dicha información como confidencial.

3. Movilización de la reserva invernal.

Las existencias anteriores podrán ser utilizadas por los usuarios exclusivamente cuando el GTS comunique a los usuarios una Nota de Operación de Movilización de la Reserva Invernal, que deberá ser notificada previamente a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Para la movilización de la reserva invernal, será condición necesaria pero no suficiente que concurren una o varias de las siguientes circunstancias:

- a) Declaración de Ola de Frío o Aviso de bajas temperaturas.
- b) Incremento extraordinario de demanda de gas por parte de las centrales de generación eléctrica motivada, entre otras causas, por paradas no programada de las mismas, aumento motivado de las exportaciones de electricidad a países vecinos, o cualquier otro motivo que pudiera ocasionar un menoscabo de la seguridad de suministro eléctrico. Toda nota de operación justificada por esta circunstancia deberá ser coordinada previamente con el operador del sistema eléctrico.
- c) Notificación formal al GTS de declaraciones de fuerza mayor de algún proveedor.
- d) Incidencias en infraestructuras del sistema gasista o aguas arriba del mismo que impacten sobre la capacidad de suministrar gas a los consumidores finales o de importación de gas.

9. Consulta con las partes interesadas

El presente Plan de Acción Preventivo ha sido remitido a las Autoridades Competentes de los grupos de riesgo de Argelia y Noruega en el mes de enero de 2019. Al mismo tiempo se ha llevado a cabo una consulta pública que se inició el día 7 de febrero de 2019 y finalizó el 25 de febrero de 2019. Se han valorado las alegaciones planteadas por los siguientes agentes:

- Ministerio de Medio Ambiente y Transición Energética de Portugal
- Naturgy Energy Group, S.A.
- Iberdrola España, S.A.U.
- Enagas Transporte S.A.U.
- Regasificadora del Noroeste S.A.
- CORES.

10. Regional dimension

10.1. Calculation of the N – 1 at the level of the risk group of Algeria

The infrastructure with the greatest capacity at the regional level is the interconnection between Austria and Slovakia via Baumgarten with a firm entry capacity of 2,306 GWh/d. Thereby this infrastructure will be considered for the calculation of the N-1 formula at regional level.

The constitution of the risk group is based on the importance of supply of Algerian gas in the region, thus an analogous calculation of the N-1 formula, considering the largest infrastructure that imports gas from Algeria, has also been carried out. This infrastructure is Transmed pipeline across the entry point of Mazara del Vallo in Italy: 1,203.3 GWh/d.

The infrastructure capacity values were obtained from the information provided by each member state in the “Data gathering template” and in those cases that it was not fulfilled, EntsoG data was used, with the confirmation of the member state involved.

Both N-1 formulas are calculated taking into account different points of the withdrawal capacity curve of underground storages, for different filling levels. Consequently, different results can be obtained for each of the infrastructures.

Calculations do not take into account the loss of capacity of TENP pipeline system (reduced for survey activity due to corrosion phenomena) affecting southbound flows from Germany to Italy through Switzerland.

Results of the N-1 standard are well above 100%: decreasing from 125 % in the winter 2018/2019 to 122 % in the winter 2021/2022. In fact, a total disruption of the gas flow through the Baumgarten interconnection took place in the last winter 2017/2018 during less than 24 hours in specially demanding conditions. Both Austrian and Italian gas systems were able to react swiftly and supply their demand thanks to withdrawal capacity. Moreover, Transmed pipeline also increased significantly its flow during the day.

The main parameters used in the calculation of the N-1 formula are shown in Table 1.

10.1.1 Failure of Baumgarten:

Table 17: N-1 formula: Failure of Baumgarten with SM 30 % filled.

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (30 % filled)	4.726	406	4.731	407	4.735	407	4.738	407
Austria	926	80	926	80	926	80	926	80
Croatia	39	3	39	3	39	3	39	3
France	1.669	143	1.669	143	1.669	143	1.669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.877	161	1.877	161	1.877	161	1.877	161
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	143	12	148	13	152	13	155	13
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Barcelona LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Mugardos LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Sagunto LNG Terminal (Spain)								
Im (Baumgarten)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Dmax	12.145	1.044	12.334	1.060	12.415	1.067	12.465	1.072
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	125%		123%		123%		122%	

Table 18: N-1 formula: Failure of Baumgarten with SM 100 % filled.

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (100 % filled)	6.700	576	6.720	578	6.732	579	6.744	580
Austria	1.038	89	1.038	89	1.038	89	1.038	89
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	2.389	205	2.389	205	2.389	205	2.389	205
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2.868	247	2.868	247	2.868	247	2.868	247
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	215	18	235	20	247	21	259	22
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)								
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	230	20	230	20	230	20	230	20
Adriatic LNG Terminal (Italy)	290	25	290	25	290	25	290	25
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	165	14	165	14	165	14	165	14
Sines LNG Terminal (Portugal)	229	20	229	20	229	20	229	20
Bilbao LNG Terminal (Spain)	223	19	223	19	223	19	223	19
Barcelona LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugardos LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Im (Baumgarten)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Dmax	12.145	1.044	12.334	1.060	12.415	1.067	12.465	1.072
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	141%		139%		139%		138%	

10.1.2 Failure of Mazara del Vallo:

Table 19: N-1 formula: Failure of Mazara del Vallo with SM 30 % filled.

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (30 % filled)	4.726	406	4.731	407	4.735	407	4.738	407
Austria	926	80	926	80	926	80	926	80
Croatia	39	3	39	3	39	3	39	3
France	1.669	143	1.669	143	1.669	143	1.669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.877	161	1.877	161	1.877	161	1.877	161
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	143	12	148	13	152	13	155	13
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)								
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	230	20	230	20	230	20	230	20
Adriatic LNG Terminal (Italy)	290	25	290	25	290	25	290	25
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	165	14	165	14	165	14	165	14
Sines LNG Terminal (Portugal)	229	20	229	20	229	20	229	20
Bilbao LNG Terminal (Spain)	223	19	223	19	223	19	223	19
Barcelona LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Mugardos LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Sagunto LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Im (Mazara)	1.227	198	1.227	198	1.227	198	1.227	198
Dmax	12.134	1.043	12.305	1.058	12.372	1.064	12.432	1.069
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	220	19	220	19	227	20	232	20
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	252	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	134%		132%		132%		131%	

Table 20: N-1 formula: Failure of Mazara del Vallo with SM 100 % filled.

	winter 2018-2019		winter 2019-2020		winter 2020-2021		winter 2021-2022	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	8.026	690	8.080	695	8.080	695	8.080	695
Tarifa (Spain)	444	38	444	38	444	38	444	38
Almería (Spain)	290	25	290	25	290	25	290	25
Mazara del Vallo (Italy)	1.227	106	1.227	106	1.227	106	1.227	106
Gela (Italy)	546	47	546	47	546	47	546	47
Passo Gries (Italy)	695	60	695	60	695	60	695	60
Baumgarten (Austria)	2.306	198	2.306	198	2.306	198	2.306	198
Oberkappel (Austria)	362	31	362	31	362	31	362	31
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	121	10	121	10	121	10	121	10
Kipi (Greece)	48	4	48	4	48	4	48	4
Interconnection between TAP and DESFA	0	0	54	5	54	5	54	5
Dravaszerdahely (Croatia)	77	7	77	7	77	7	77	7
Obergailbach (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Taisnières (France)	770	66	770	66	770	66	770	66
Dunkerque (France)	570	49	570	49	570	49	570	49
Pm	325	28	325	28	325	28	325	28
Austria	44	4	44	4	44	4	44	4
Croatia	108	9	108	9	108	9	108	9
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	169	15	169	15	169	15	169	15
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	4	0,4	4	0,4	4	0,4	4	0,4
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (100 % filled)	6.700	576	6.720	578	6.732	579	6.744	580
Austria	1.038	89	1.038	89	1.038	89	1.038	89
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	2.389	205	2.389	205	2.389	205	2.389	205
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	2.868	247	2.868	247	2.868	247	2.868	247
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	215	18	235	20	247	21	259	22
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.377	376	4.377	376	4.377	376	4.377	376
Dunkerque LNG Terminal (France)	520	45	520	45	520	45	520	45
Fos Tonkin LNG Terminal (France)	410	35	410	35	410	35	410	35
Fos Cavaou LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	230	20	230	20	230	20	230	20
Reythoussa LNG Terminal (Greece)	290	25	290	25	290	25	290	25
Adriatic LNG Terminal (Italy)	118	10	118	10	118	10	118	10
Panigaglia LNG Terminal (Italy)	168	14	168	14	168	14	168	14
FSRU OLT Offshore LNG Toscana (Italy)	165	14	165	14	165	14	165	14
Delimara LNG Terminal (Malta)	229	20	229	20	229	20	229	20
Sines LNG Terminal (Portugal)	223	19	223	19	223	19	223	19
Bilbao LNG Terminal (Spain)	543	47	543	47	543	47	543	47
Barcelona LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Cartagena LNG Terminal (Spain)	376	32	376	32	376	32	376	32
Huelva LNG Terminal (Spain)	115	10	115	10	115	10	115	10
Mugardos LNG Terminal (Spain)	278	24	278	24	278	24	278	24
Sagunto LNG Terminal (Spain)	1.227	198	1.227	198	1.227	198	1.227	198
Im (Mazara)	1.227	198	1.227	198	1.227	198	1.227	198
Dmax	12.145	1.044	12.334	1.060	12.415	1.067	12.465	1.072
Austria	501	43	501	43	501	43	501	43
Croatia	188	16	191	16	205	18	211	18
France	4.020	346	4.020	346	4.020	346	4.020	346
Greece	231	20	248	21	270	23	265	23
Italy	4.916	423	4.983	428	4.999	430	5.009	431
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	262	22	247	21	243	21	243	21
Spain	1.975	170	2.079	179	2.111	182	2.150	185
Slovenia	50	4	51	4	52	4	53	5
Def	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	150%		148%		147%		147%	

10.2. Calculation of the N – 1 at the level of the risk group of Norway

Spain is waiting to receive this calculation from the coordinator of the Norway risk group.

10.3. Mechanisms developed for cooperation

10.3.1 Regional Coordination System for Gas (ReCo System for Gas)

The article 3.6 of Regulation (EU) 2017/1938 highlights the role of the Regional Coordination System for Gas (ReCo System for Gas), established by ENTSOG and composed of standing expert groups, for cooperation and information exchange between transmission system operators in the event of a regional or EU emergency.

There are three ReCo teams: North West, East and South. Most members of the Algeria Risk Group are included within the ReCo Team South (Portugal, Spain, France, Italy, Austria, Slovenia). However, Austria and Slovenia are also included in the ReCo Team East. A new group may be formed in the Balkans area covering Croatia and Greece. Considering its geographical situation and lack of interconnections with the rest of the TSOs, Malta may not be necessarily included.

The main aim of the ReCo teams is to establish a pre-existent channel to exchange information between TSOs, to approve common procedures to be used in case of an emergency and to organise emergency exercises to test the resilience of the communication flowchart and explore how to improve them. Consequently, the existence of the ReCo teams are a preventive measure even though all their operation procedures can be considered emergency measures.

The ReCo Team South was launched in March 2017 and the Spanish TSO Enagas was appointed as facilitator for the period March 2017-2019. The role of the facilitator is to be the first TSO to be contacted in case of an emergency and to activate the communication flowchart.

10.3.2. New and permanent procedure of exchange of relevant information between Competent Authorities within the Risk Group

According to the article 11 of the Regulation (EU) 2017/1938, when a Competent Authority declares one of the crisis levels, it shall immediately inform the Commission as well as the competent authorities of the Member States with which the Member State of that competent authority is directly connected.

Moreover, when the Competent Authority declares an emergency it shall follow the pre-defined action as set out in its Emergency Plan and shall immediately inform the competent authorities in the risk group as well as the competent authorities of the Member States with which is directly connected in particular of the action it intends to take.

As described above, a Competent Authority only shall inform to the rest of the Risk Group when emergency level is declared. However, in order to improve coordination, **if a Competent Authority of the Algeria Risk Group declares any crisis level, the rest of members will be informed at the same time than the Commission.**

Furthermore, **if a Competent Authority within the Algeria Risk Group identifies a potential disruption affecting the gas supply from Algeria, the rest of Competent Authorities will be**

informed as soon as possible before any level of crisis. A no fully comprehensive list of risk trigger are:

- Non-availability of importing pipelines (Transmed, GME, Medgaz).
- Massive cancellation of LNG cargos in the Algerian ports or massive deviation of LNG arrivals to EU terminals from Algeria.
- Non-availability, partial or totally, of Algerian liquefaction plants.

A contact list of Competent Authorities will be updated yearly by the Competent Authority acting as Risk Group Facilitator as well as by the Competent Authority which experiences any change in its contact details.

10.4. Preventive measures

10.4.1 Interconnection Agreements

The regulation of the interconnection agreements between adjacent TSOs is established by the Chapter II of the Commission Regulation (EU) 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data exchange rules. The article 3 lays down the points necessarily covered by an interconnection agreement.

Generally, the contents covered in the Interconnection Agreements are as follows:

- A) General provisions
- B) Glossary: a glossary of terms used in the text, including conventions such as the schedule of the day of gas in any system.
- C) Common referential:
 - Units (pressure, temperature, volume, gross calorific value, energy, Wobbe index).
 - Shipper codes to facilitate identification in matching processes.
- D) Forecasts: monthly and weekly forecast include the quantities to be transported across the interconnection point for the next month/week. Planned maintenance plays a significant role in the interconnection management and an annual plan is approved apart from specific updates a week before the maintenance action takes place.
- E) Nominations: details of nomination and re-nomination cycles are agreed.
- F) Matching procedure: in order to obtain the confirmed quantities (CQ) that will be delivered at the interconnection point by each shipper avoiding any discrepancy in the nominations.
- G) Allocation: once the measured quantities (MQ) are confirmed, the TSOs calculate the difference between MQ and CQ to obtain the Daily Deviations (DD). The DD will be allocated to a deviation account known as the Operational Balancing Account (OBA).
- H) Exceptional Event Situation: analysed in the Emergency Plan.

These interconnection agreements deliver a unified language to exchange information and procedures to detect imbalances and invalid control variables.