

Plan de Acción Preventivo del sistema gasista español 2023-2026

(REGLAMENTO (UE) 2017/1938)

Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Secretaría de Estado de Energía

Dirección General de Política Energética y Minas

Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles

0. Alcance	3
1. Descripción de la red	4
1.1 Grupos de Riesgo	4
1.1.1 Grupo de Riesgo de Argelia	4
1.1.2 Grupo de Riesgo de Noruega (sin actualizar desde el último envío)	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	13
1.2.1.3 Almacenamientos Subterráneos	17
1.2.1.4 Red de Transporte	19
1.2.1.5 Función del gas en la producción de electricidad	20
2. Resumen de la evaluación de riesgos del sistema gasista español 2022-2026	24
2.1 Casos analizados en la evaluación nacional de riesgos 2022-2026	24
2.2 Conclusiones del análisis de riesgo realizado para el sistema gasista español y los grupos de riesgo de los que participa:	26
3 Norma relativa a la infraestructura (Art. 5)	30
3.1 Fórmula N- 1	30
3.2 Capacidad bidireccional	33
4 Cumplimiento de la norma relativa al suministro (Art. 6)	34
4.1. Semana más fría últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.a)	36
4.2. Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.b)	37
4.3 Mes tipo medio invernal y fallo de la mayor infraestructura de entrada (Art. 6.1.c)	37
4.4 Medidas específicas vigentes para dar cumplimiento a la norma relativa al suministro.	38
5. Medidas preventivas	39
6. Otras medidas y obligaciones	44
7. Proyectos de infraestructuras	46
8. Obligaciones de servicio público relativas a la seguridad del suministro	47
9. Medidas en el ámbito de la solidaridad con otros Estados miembros	50
10.Consulta con las partes interesadas	51
11.Regional dimension	52
11.1. Calculation of the N – 1 at the level of the risk group of Algeria	52
11.2. Calculation of the N – 1 at the level of the risk group of Norway	57
11.3. Mechanisms developed for cooperation	57
11.4. Preventive measures	58

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” que se definirán en la modificación de las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista, actualmente en fase de tramitación.

Se ha desarrollado de acuerdo con el Reglamento (UE) N° 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) N° 994/2010 del Consejo, modificado por el Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo de 29 de junio de 2022 (en adelante, el Reglamento).

El presente documento se enmarca dentro del régimen jurídico nacional relativo al suministro de gases combustibles por canalización¹. 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 (CNMC) y Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), así como los procedimientos de actuación y coordinación en caso de crisis de suministro.

Este plan ha sido previamente sometido a consulta con las autoridades competentes de los Estados miembros, que conforman los grupos de riesgo. Además, se ha sometido a consulta con los principales agentes del sector a nivel nacional.

¹ Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y su normativa de desarrollo (RD 1434/2002, RD 1716/2004, ITC/3862/2007, ITC/3128/2011 y normativa de gestión técnica del sistema).

1. Descripción de la red

1.1 Grupos de Riesgo

1.1.1 Grupo de Riesgo de Argelia

De acuerdo con el anexo I del Reglamento, 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 con capacidad para importar 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 2.009 GWh/día.

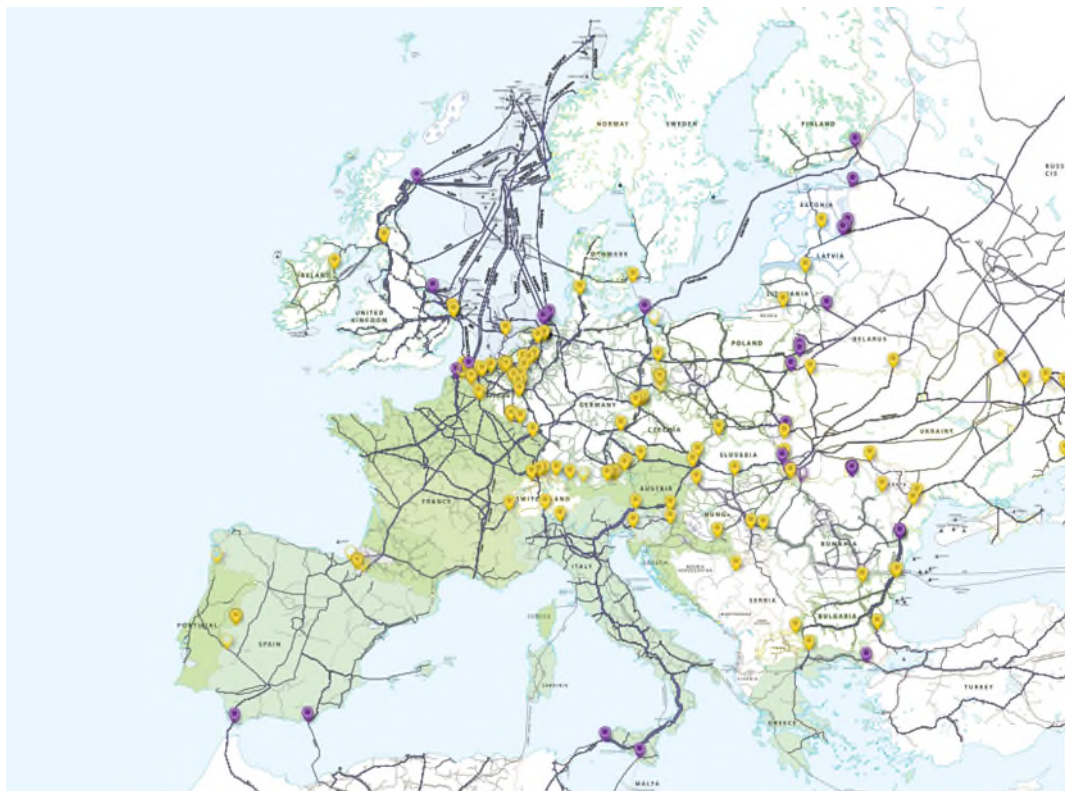


Figura 2: Red Europea de gas. Morado: puntos de importación; Naranja: puntos de interconexión.

Adicionalmente, el área cuenta con diecisiete plantas de regasificación, representadas en la Figura 3. El GNL recibido de Argelia en estas plantas supuso 91 TWh en 2020 y 98 TWh en 2021.

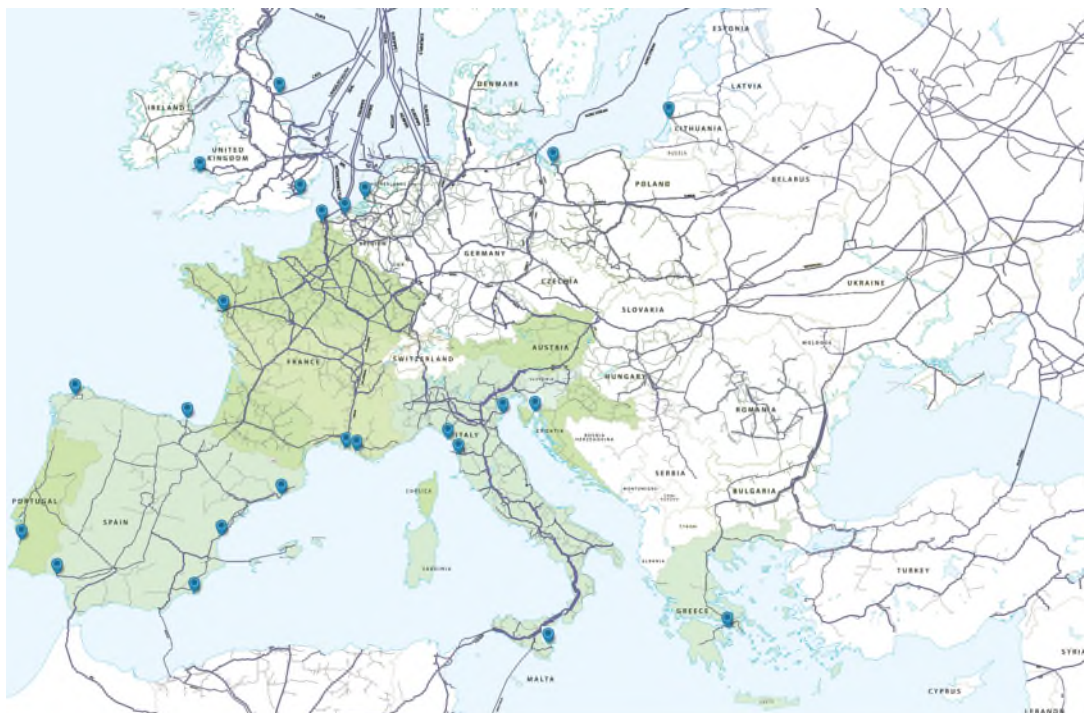


Figura 3: Red Europea de gas. Azul: Terminales de GNL.

En resumen, las importaciones de gas desde Argelia al conjunto de Estados miembros del grupo de riesgo representaron el 17,4% de las importaciones totales en 2020 y el 26,1% en 2021.

1.1.2 Grupo de Riesgo de Noruega (sin actualizar desde el último envío)

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 (unos 1.400 TWh). 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.

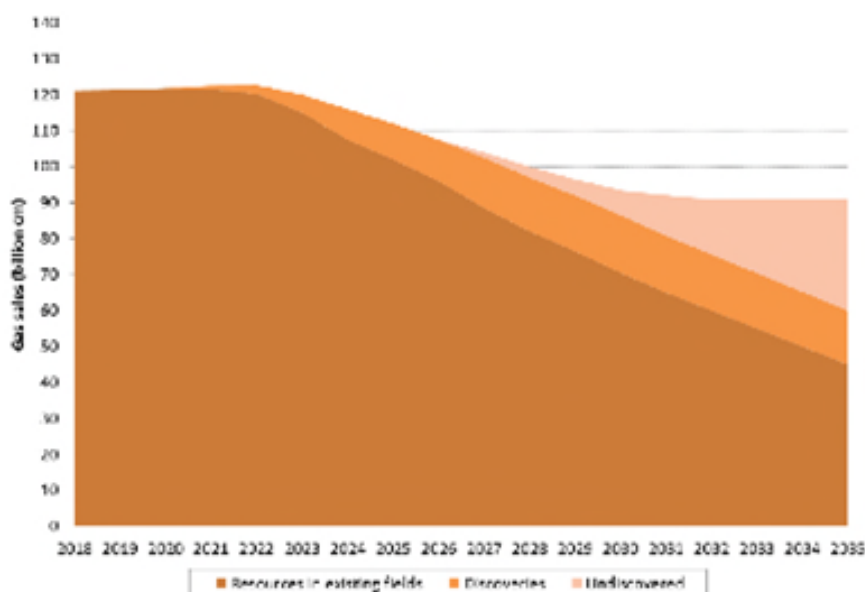


Figura 4: Estimación de la producción de gas de Noruega

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.

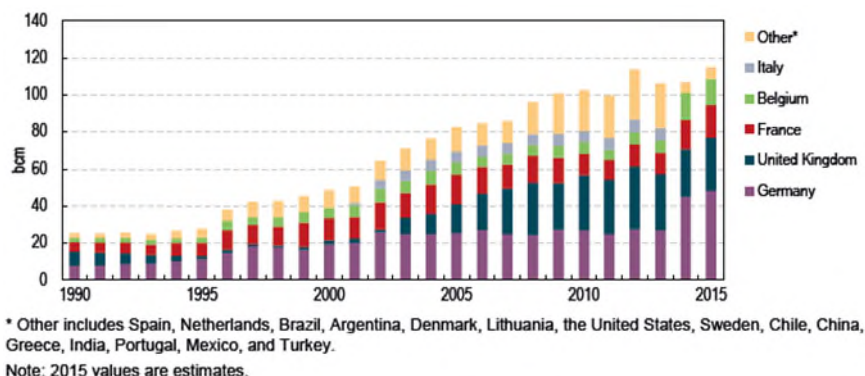


Figura 5: Producción real Noruega de gas

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, unos 1400 TWh).

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.



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.

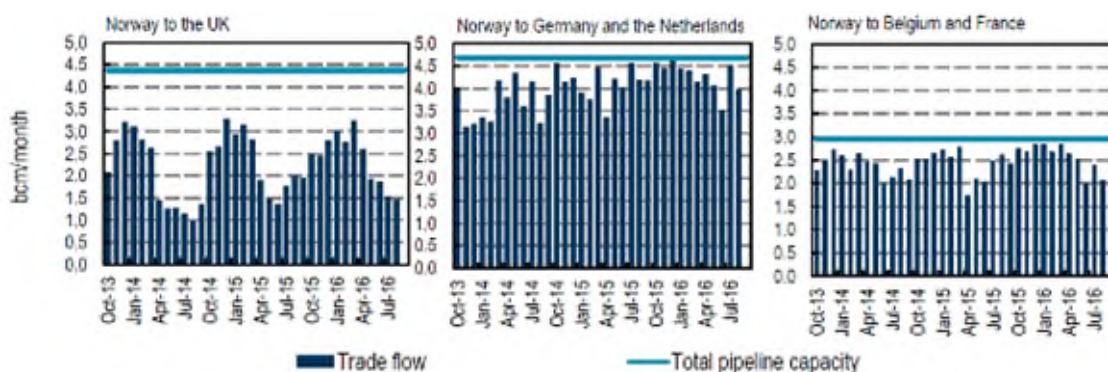


Figura 7: Flujos de exportación de Noruega

1.2 Red nacional

1.2.1 Infraestructuras

1.2.1.1 Plantas de regasificación

España cuenta con seis plantas de regasificación en operación y una séptima, El Musel, en la cornisa cantábrica que ha finalizado recientemente los últimos aspectos técnicos y regulatorios para su puesta en operación como “terminal logística”.

La distribución por todo el litoral español de las plantas de regasificación, así como su capacidad actual de almacenamiento garantiza la total flexibilidad de abastecimiento de gas natural en el sistema español, así como la diversificación de sus orígenes.

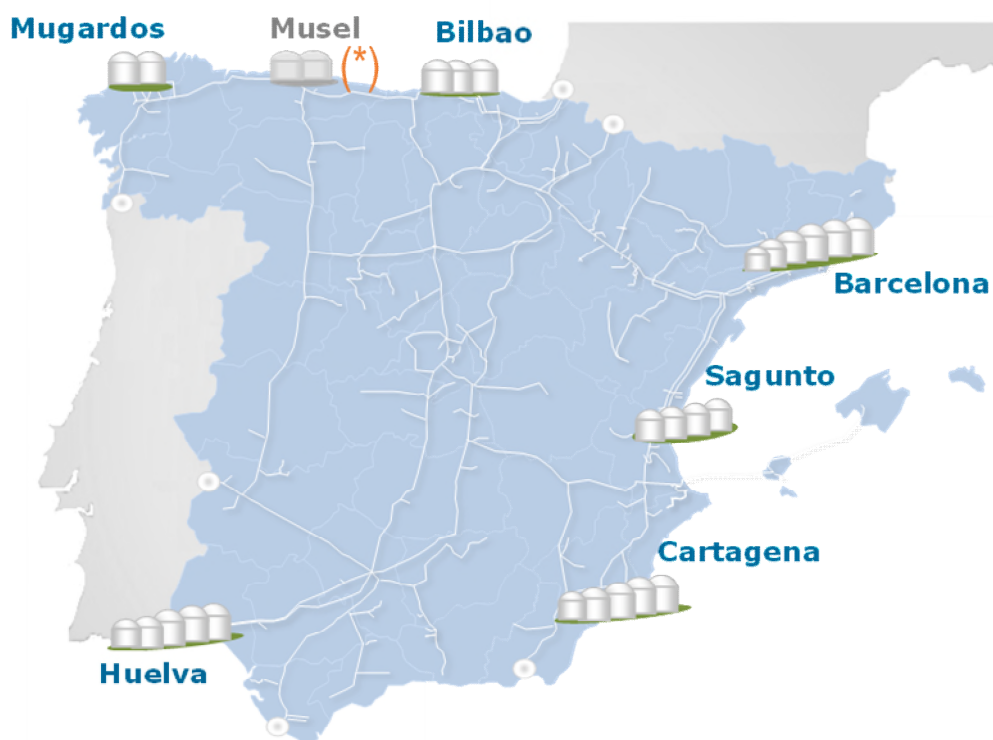


Figura 8: Plantas de regasificación del sistema español

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.

La capacidad de almacenamiento en tanques es de 3.316.500 m³ de GNL (22.564 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, (de hasta 266.000 m³) los de mayor tamaño del mundo. Por su parte, la planta de Huelva es capaz de gestionar buques de hasta de 180.000 m³.

Atendiendo a lo establecido en las Circulares 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural y en la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, el modelo comercial de las terminales de regasificación, contempla que el almacenamiento y la regasificación de las plantas de regasificación se gestiona de manera conjunta a través del Tanque Virtual de Balance (TVB).

Esta área virtual de balance agrupa comercialmente a las 6 plantas de regasificación, permitiendo a los usuarios almacenar GNL y transferir la titularidad del mismo de forma que se promueve un mayor uso de las infraestructuras gasistas, se establece un mecanismo transparente y competitivo de asignación y utilización de la capacidad, se flexibiliza la operativa de los agentes y se resuelven las situaciones de congestión en plantas.

Características técnicas de las plantas de regasificación						
Planta regasificación	Capacidad máxima vaporización (Nm³/h)	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
		Nº tanques	m³ GNL	GWh/día	Nº atraques	m³ GNL
Barcelona	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	175.000
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	11	1	266.000
Mugardos	412.800	2	300.000	11	1	266.000
Musel	800.000	2	300.000	11	1	266.000
Total	7.662.800	27	3.616.500	83	9	Hasta 270.000

Tabla 1: Características técnicas de las plantas de regasificación.

(*)Se incluye la información técnica de la Planta de El Musel, aunque esta planta se emplea principalmente para usos logísticos.

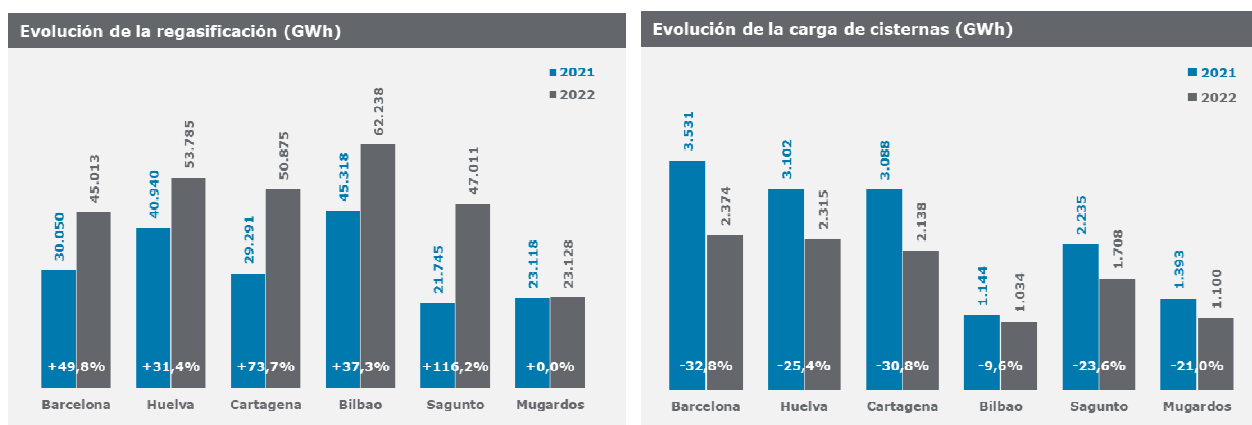


Figura 9: Producción en plantas (Regasificación y cisternas)

En 2022, las entradas desde las plantas de regasificación al sistema han aumentado un 48%, respecto a 2021, aumento que se ha reflejado en la totalidad de las plantas de regasificación.

La producción media diaria en las plantas de regasificación ha alcanzado los 773 GWh/día, alcanzando la contratación media valores de 859 GWh/día, o lo que es lo mismo, un uso de la capacidad contratada del 90%.

Por su parte, la carga de cisternas ha descendido un 26,4% en el mismo periodo, registrando descensos en la totalidad de las plantas de regasificación.

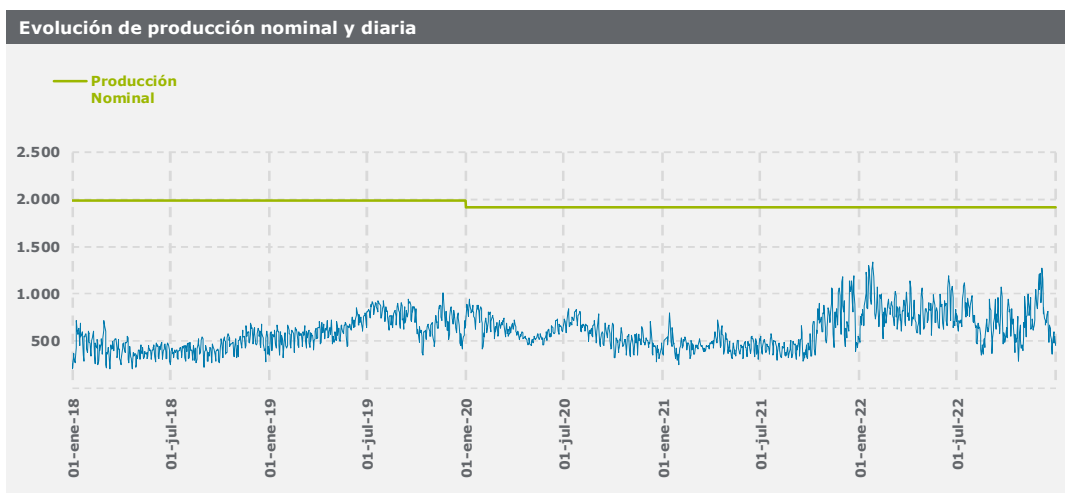


Figura 10: Evolución producción diaria vs capacidad nominal de emisión

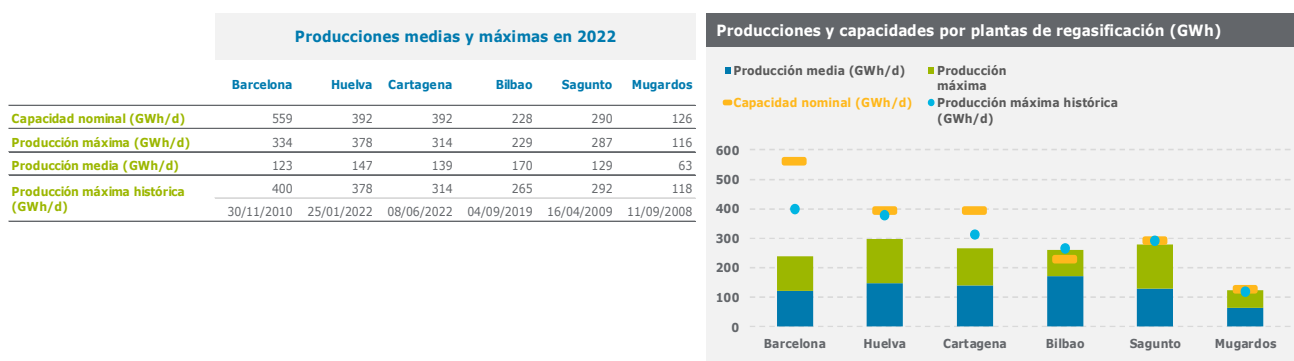


Figura 11: Evolución existencias en Plantas de regasificación

En cuanto a las existencias en tanques, durante 2022, el promedio de llenado ha sido del 68%, llegando a alcanzarse valores puntuales del 92%.

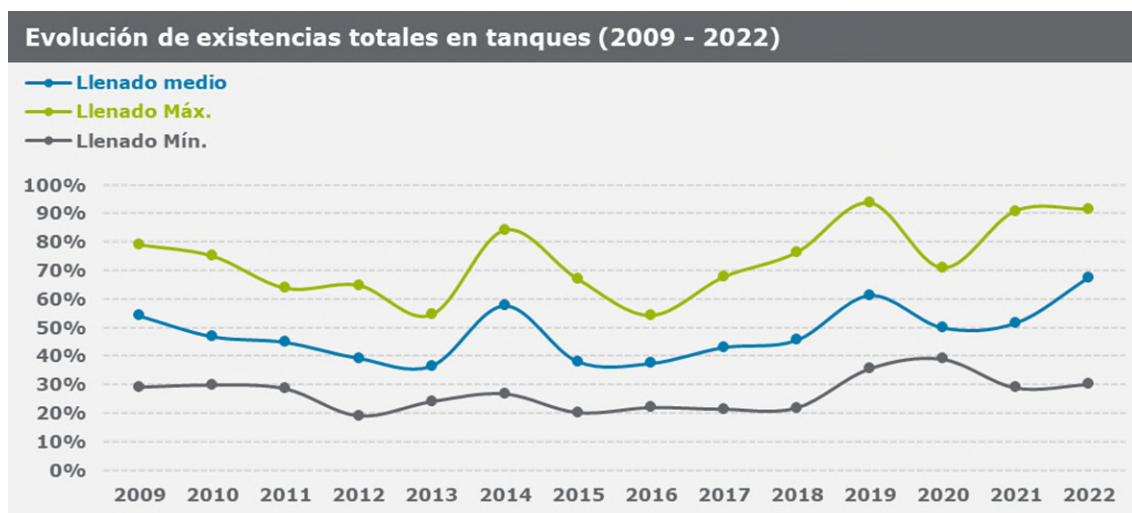


Figura 12: Evolución existencias en Plantas de regasificación

En 2022 se contabilizaron un total de 338 descargas de buques metaneros, distribuidas a lo largo de las seis terminales de regasificación del sistema gasista español, cifra un 33% superior a la del ejercicio anterior. En el cómputo global, las operaciones realizadas acumularon un volumen de GNL descargado de 318.893 GWh, un 40% superior que en 2021.

	Descargas de buques			nº buques descargados			Cargas de buques			nº buques cargados		
Unidad: GWh	2021	2022	%Δ s/ 2021	2021	2022	%Δ s/2021	2021	2022	%Δ s/2021	2021	2022	%Δ s/2021
BARCELONA	38.423	53.201	38,5%	47	58	23,4%	4.011	5.017	25,1%	22	35	59,1%
HUELVA	49.544	62.621	26,4%	52	68	30,8%	5.014	6.984	39,3%	15	22	46,7%
CARTAGENA	36.898	56.114	52,1%	44	61	38,6%	2.769	3.209	15,9%	8	22	>100%
BILBAO	48.138	64.594	34,2%	49	65	32,7%	920	1.056	14,8%	2	3	50,0%
SAGUNTO	28.609	55.771	94,9%	38	58	52,6%	3.265	7.315	>100%	6	32	>100%
MUGARDOS	25.568	26.593	4,0%	24	28	16,7%	1.146	1.294	12,9%	6	11	83,3%
Total	227.181	318.893	40,4%	254	338	33,1%	17.124	24.875	45,5%	59	125 *	>100%

* Large Scale: 32



Tabla 2: Evolución de las operaciones logísticas en el sistema gasista español

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 y salida al sistema gasista 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 13: Conexiones internacionales en la red de transporte

Durante el ejercicio 2022, el sistema gasista ha importado un total de 127.186 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales. En el mismo periodo la exportación fue de 43.125 GWh, cifra un 130% superior a la registrada en 2021.

En cuanto a las conexiones del norte de África, las entradas a través Almería han registrado cantidades superiores durante años de 2021 durante todo el año, confirmando a Argelia como el segundo país aprovisionador de España (23,8%) solo por detrás de Estados Unidos.

La conexión internacional de Tarifa, es la interconexión de mayor capacidad existente en el sistema gasista con una capacidad de entrada de 444 GWh/día, permitiendo a España importar gas argelino a través de Marruecos por el gasoducto Europe Gas Pipeline (GME). No obstante, desde el pasado 1 de noviembre de 2021, esta interconexión no ha registrado flujos importadores con motivo de la extinción de los contratos de aprovisionamiento a través del mencionado gasoducto. No se espera que estos flujos se recuperen en el corto o medio plazo. Por otro lado, esta conexión ha sido aprobada para la reversibilidad (exportación desde España a Marruecos) con una capacidad total de 32 GWh/día. Los flujos sentido exportación España-Marruecos se iniciaron el pasado 28 de junio de 2022 y han alcanzado hasta el final del año un volumen próximo a los 1.882 GWh.

El gas que fluye en modo inverso a Marruecos proviene del mercado internacional y es sometido a un proceso de certificación de origen al objeto de garantizar que no tiene procedencia argelina. De este modo, existe un procedimiento de certificación con los estándares más exigentes que confirma que el gas transportado a través de esta interconexión no tiene origen argelino.

	Importación (GWh)			Exportación (GWh)		
	2021	2022	Δ s/ 2021	2021	2022	Δ s/ 2021
Tarifa	65.877	0	-100,0%	0	1.882	+100,0%
Almería	88.688	100.952	+13,8%	0	0	-
CCII Francia	30.922	21.546	-30,3%	13.775	35.370	+156,8%
CCII Portugal	3.560	4.688	+31,7%	4.986	5.873	+17,8%
TOTAL	189.047	127.186	-32,7%	18.761	43.125	+129,9%

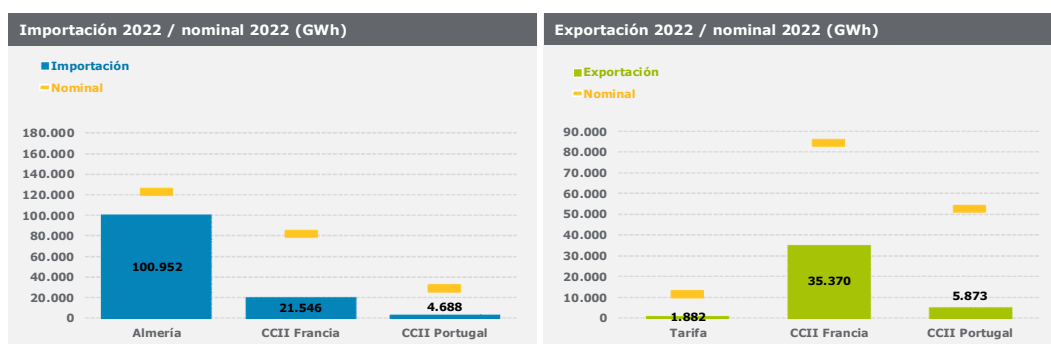


Tabla 3: Movimientos comerciales en conexiones internacionales

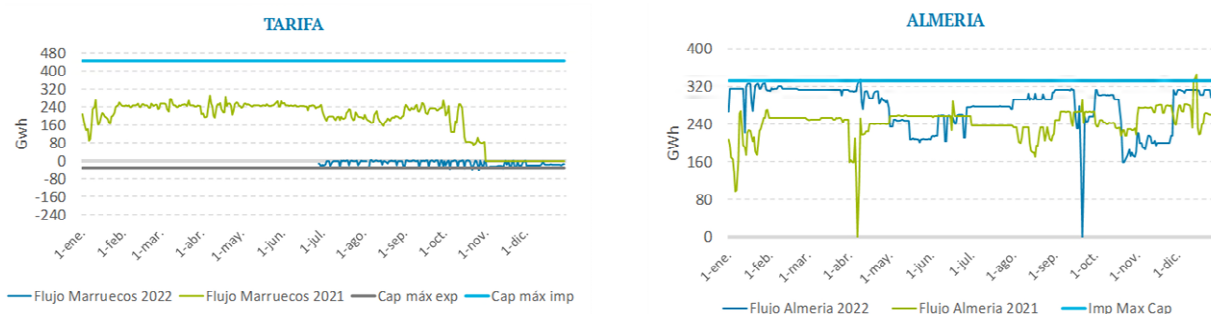


Figura 14: Movimientos físicos de gas a través de Tarifa y Almería

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

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

Por su parte, la conexión internacional de Irún, operativa desde diciembre de 2015, contaba 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 desde la entrada en operación de la estación de compresión de Euskadour en Irún. Durante el año 2022, los operadores de la interconexión (Enagas GTS y TERECA) han trabajado en aras de poder cumplir la recomendación de la Comisión Europea de realizar los máximos esfuerzos para mejorar las interconexiones eléctricas y gasistas y buscar rutas alternativas al gas procedente de Rusia. En este sentido se ha procedido a aumentar la capacidad diaria de exportación del punto de conexión de Irún hasta los 100 GWh/d, aprovechando al máximo la infraestructura existente de interconexión.

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

En 2022, las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales con Francia alcanzaron los 21.546 GWh, lo que implica un descenso con respecto a 2021 del 30,3%. Los flujos exportadores hacia Francia experimentaron un aumento del 156.8% respecto al año anterior alcanzando los 37.370 GWh

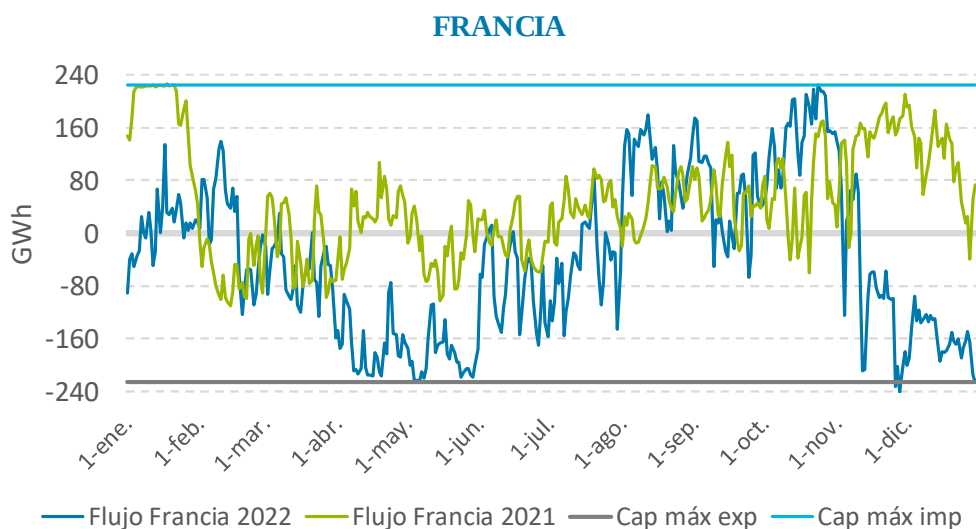


Figura 15: Movimientos físicos de gas con Francia

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 5.873 GWh en 2022, un 17.8% mayores que el año anterior. En cuanto a las importaciones, se situaron en un valor de 4.688 GWh lo que supone un aumento del 31,7% con respecto al año 2021.

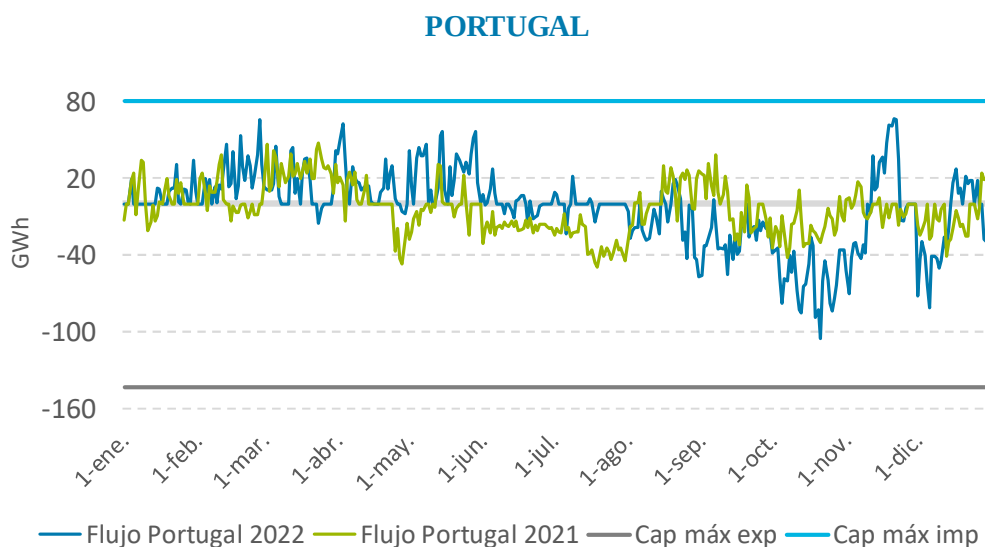


Figura16: Movimientos físicos de gas con Portugal

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.

1.2.1.3 Almacenamientos Subterráneos

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

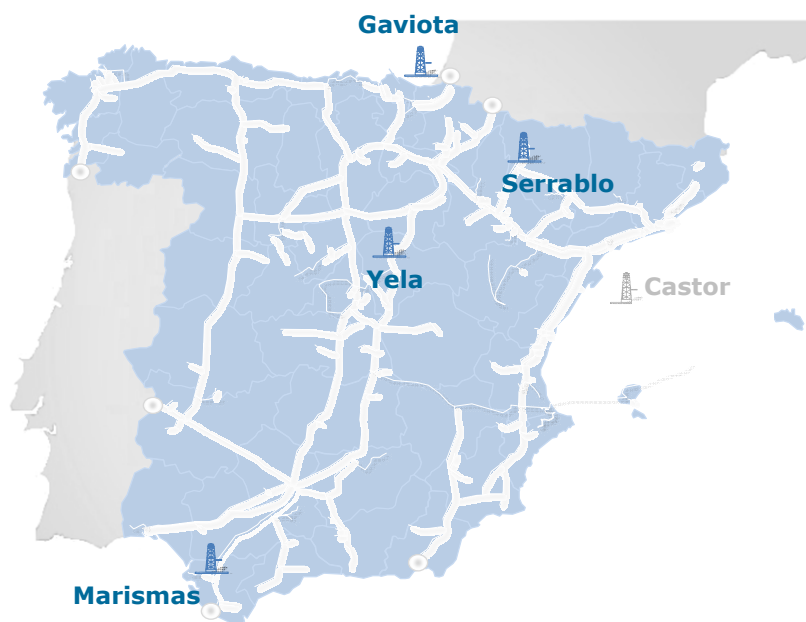


Figura 17: Ubicación de los almacenamientos subterráneos del sistema gasista español

La capacidad útil en los almacenamientos subterráneos a 31 de diciembre de 2022 asciende a 35.342 GWh. La capacidad de inyección máxima asociada a estos almacenamientos es de 129 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 190 GWh/día para este invierno 2022-2023.

Gestión total del almacenamiento subterráneo en 2022													
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Capacidad útil	GWh	34.910	34.910	34.910	35.342	35.342	35.342	35.342	35.342	35.342	35.342	35.342	35.342
Volumen gas colchón	GWh	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793	28.793
Existencias iniciales	GWh	51.543	49.556	48.851	48.851	50.569	52.279	54.416	56.385	58.902	60.793	62.249	62.910
Inyección (neta)	GWh/mes	0	0	46	1.791	1.711	2.136	1.970	2.570	1.913	1.678	721	38
Inyección media diaria	GWh/día	0	0	0	60	55	71	64	83	64	54	24	1
Extracción (bruta)	GWh/mes	1.986	705	46	0	0	0	0	35	0	0	59	1.147
Extracción media diaria	GWh/día	64	25	1	0	0	0	0	1	0	0	2	37
Existencias finales	GWh	49.556	48.851	48.851	50.569	52.279	54.416	56.385	58.902	60.793	62.249	62.910	61.802

Tabla 4: Capacidad en almacenamientos subterráneos a 31 de diciembre de 2022

En 2022 la inyección acumuló 14.289 GWh, lo que supuso un incremento de un 78% respecto al ejercicio anterior. Al finalizar el periodo de inyección (31 de octubre de 2022), el nivel de llenado alcanzó el 95% de la capacidad útil. Por su parte, la extracción acumulada fue de 3.978 GWh, un 69% menos que en 2021.

Este comportamiento de los almacenamientos subterráneos, se ha visto fuertemente influenciado por las obligaciones de llenado establecidas en el REGLAMENTO (UE) 2022/1032 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, por el que se estableció un nivel mínimo de llenado al final de la campaña de inyección del año 2022 de al menos un 80%, incrementándose al 90%

en los años posteriores. Dicha obligación del 80% de llenado fue alcanzada en la primera quincena de agosto-2022, dos meses y medio antes de lo establecido en el mencionado Reglamento.

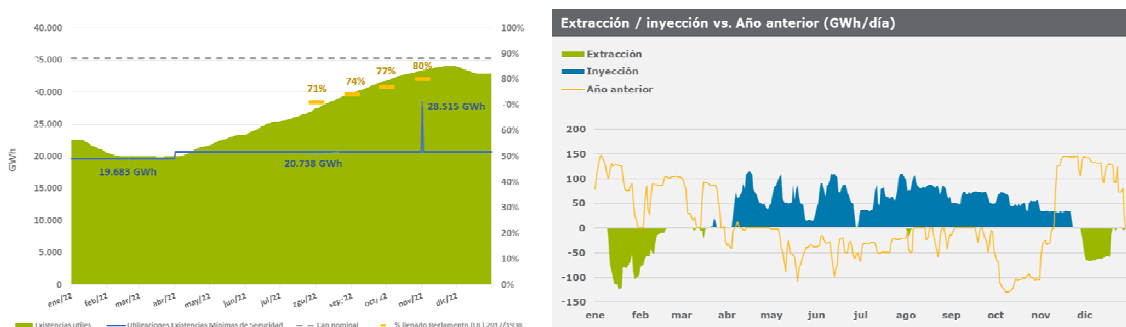


Figura 18: Evolución de existencias y de ciclos de iny/ext durante 2022

Serrablo y Gaviota, son dos antiguos yacimientos de gas natural ya agotados. La capacidad de inyección máxima agregada de estos dos almacenamientos es de 83 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 79 GWh/día al final de la misma en función de los parámetros técnicos y del llenado de los propios almacenamientos.

Marismas 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, es considerado una infraestructura clave para el sistema gasista por su ubicación estratégica en el centro de la Península, muy cercano a un gran punto de consumo, como es la Comunidad de Madrid. En este almacenamiento, la capacidad máxima de inyección en 2022 es de 44 GWh/día, pero se espera que aumente a 110 GWh/día en los próximos años. Sin embargo, la capacidad máxima de extracción varía entre 93 GWh/día (se espera que pueda aumentar a 119 GWh/día) en el inicio de la campaña y 20 GWh/día al final de la campaña, en función de los parámetros técnicos y del llenado del almacenamiento.

Almacenamientos Subterráneos				
	2022 (GWh)		Cap. Nominal (GWh)	
	Iny	Ext	Iny	Ext
Serrablo	30	79	30	79
Gaviota	53	68	53	68
Yela	44	40	44	93
Marismas	2	3	2	3
TOTAL	129	190	129	243

Tabla 5: Capacidades técnicas de los almacenamientos

1.2.1.4 Red de Transporte

La red española de transporte consta, a 31 de diciembre de 2022, de 13.361 Km de gasoductos de alta presión, de los cuales 11.369 Km constituyen la red primaria de transporte.



Figura 19: Red de transporte del sistema gasista español

En 2022, no hubo nuevas infraestructuras gasistas de red primaria que obtuvieran las Actas de Puesta en Marcha.

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.

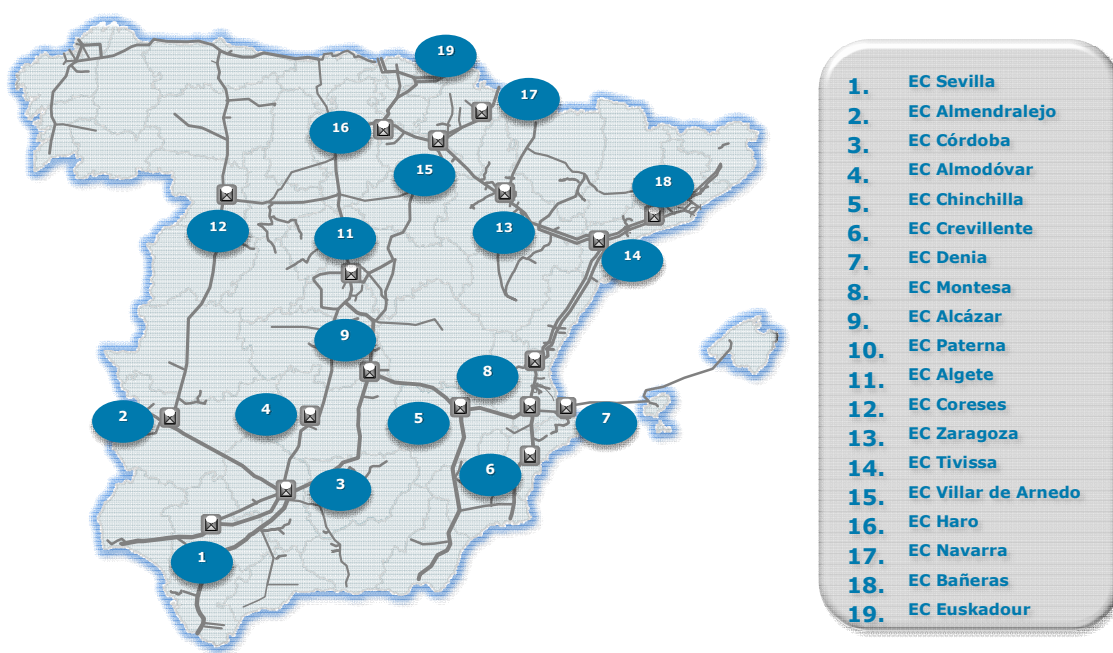


Figura 20: Estaciones de compresión del sistema gasista español

1.2.1.5 Función del gas en la producción de electricidad

La potencia instalada de generación en el sistema eléctrico español a 31 de diciembre de 2022 es de 118.853 MW. De ese total, 26.250 MW corresponden a ciclos combinados, lo que representa un 22% de la potencia total instalada en España, siendo la segunda tecnología con mayor peso en el sistema eléctrico español por detrás de la eólica que cuenta con una potencia instalada de 29.976 MW. Por su parte, la cogeneración cuenta con una potencia instalada de unos 5.640 MW, cerca del 5% de la potencia total instalada en España.

Los ciclos combinados juegan un papel fundamental en la cobertura de la demanda eléctrica, tanto en el sistema eléctrico español, como en el de los países adyacentes ya que actúa como back-up de las tecnologías renovables (en especial de la eólica), que debido a su intermitencia requieren una tecnología de apoyo que sea capaz de ajustar la oferta con la demanda eléctrica en tiempo real.

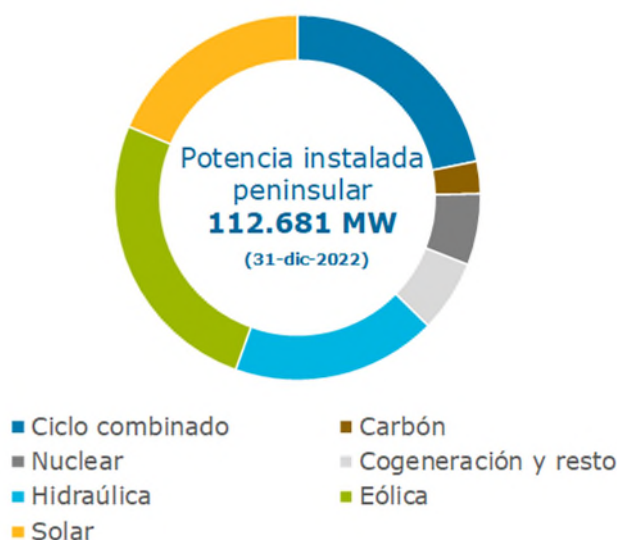


Figura 21: Potencia en el sistema eléctrico peninsular español por tecnologías en 2022. Fuente: ENAGAS.

En 2022, la demanda de gas para generación eléctrica ha aumentado un 52,7% respecto a 2021, hasta registrar 138 TWh, el valor más elevado desde 2010. Este crecimiento se ha debido a una menor producción hidráulica y con cogeneración² y pone de manifiesto el papel del gas natural para la generación de electricidad, como energía de respaldo de las renovables.

Además, en el incremento de la demanda para generación eléctrica han influido las exportaciones de electricidad a Francia y Portugal, que han contribuido a reforzar la seguridad de suministro del sistema eléctrico europeo.

La evolución de la demanda de gas natural para la producción de electricidad empezó a disminuir a partir de 2008 como consecuencia, entre otros factores, del crecimiento de la potencia instalada de energías renovables. A partir de 2013 esta demanda se estabilizó entre los 60-80 TWh/año, solo sufriendo variaciones anuales debido a la aportación de las energías renovables a la producción eléctrica nacional. Por ejemplo, el año 2017 fue un periodo de baja hidraulicidad como consecuencia de un periodo de sequía en España, y por ello la aportación del gas natural creció con respecto a 2016. En contraposición, 2018 fue un año de alta hidraulicidad y por ello la aportación del gas natural decreció con respecto a 2017. A partir de 2019 se aprecia una tendencia creciente de los ciclos combinados debida al desmantelamiento de potencia instalada de carbón y mayores exportaciones de electricidad, tal y como se observa en la siguiente figura:

² En el sistema gasista español, la demanda de gas para cogeneración es considerada demanda convencional, por lo que forma parte de este sector y no contabiliza dentro de la demanda de gas para generación eléctrica

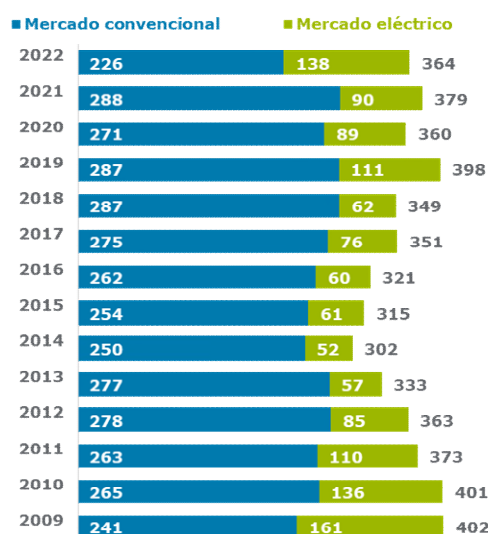


Figura 22: Evolución de demanda registrada años 2009 a 2022. Fuente: GTS.

En el año 2022 se ha alcanzado el valor anual de demanda de gas para generación eléctrica más alto desde 2009. Además, se registraron tres récords diarios históricos de demanda de gas para generación eléctrica. Concretamente, el 13 de julio se alcanzaron los 803,8 GWh, superando los 770 GWh alcanzados el 16 de junio y los 764 GWh registrados el 15 de junio. Este fuerte incremento estuvo motivado principalmente por las altas temperaturas registradas a consecuencia de la ola de calor, que supuso un aumento del consumo eléctrico, acompañado de una baja generación hidráulica, eólica, fotovoltaica y termosolar (debido a la calima), así como por un incremento de las exportaciones eléctricas a Portugal y, sobre todo, a Francia.

Este nuevo récord en la demanda para la generación de electricidad muestra la elevada coordinación de los sistemas eléctrico y gasista para la garantía de suministro, en un contexto de transición energética, y el importante papel que juega el gas natural como respaldo de las energías renovables en momentos récord de demanda.

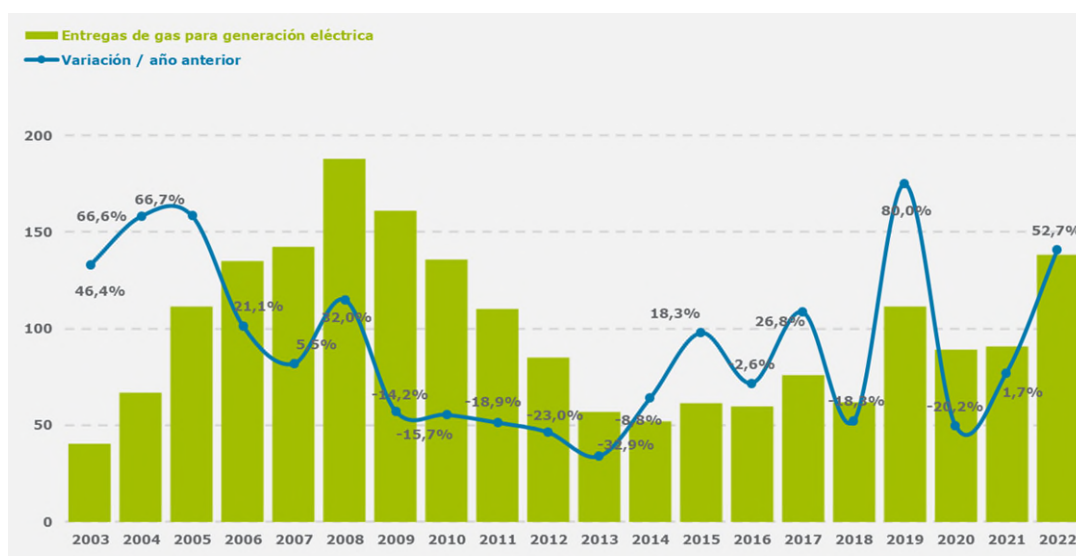


Figura 23: Evolución de las entregas de gas para producción de energía eléctrica en España.

El Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo de 19 de diciembre de 2022 por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos, ha definido un volumen crítico de gas para la seguridad del suministro de electricidad. Es importante destacar en este punto que, durante el año 2022, los intercambios de energía eléctrica a través de las interconexiones eléctricas con Francia y Portugal han presentado un comportamiento significativamente distinto respecto a lo habitualmente registrado: En la conexión con Francia, si bien en años anteriores (2017 - 2020), se venían registrando saldos netos importadores hacia España de electricidad, el año 2022 se ha caracterizado por un cambio de tendencia, totalizando casi 9 TWh de saldo exportador. En la conexión con Portugal se ha experimentado el mayor saldo exportador de energía eléctrica desde el año 2008, con valores en el entorno de los 9,2 TWh.

Este cambio de tendencia viene motivado por distintos factores. En el caso de Francia ha habido una mayor indisponibilidad de su parque nuclear. En Portugal, su sistema eléctrico es muy dependiente de la generación renovable y este factor ha hecho que, como resultado de la sequía que se viene registrando desde el año 2021, se hayan incrementado los volúmenes de energía eléctrica importada por Portugal desde España.

Por todo lo anteriormente mencionado, estos consumos de gas para generación eléctrica resultan indispensables para la correcta operación y cobertura de la demanda, no solo del sistema eléctrico español, sino también de los adyacentes en Francia y Portugal. Atendiendo a lo anteriormente indicado, resulta necesaria la ampliación de la protección solidaria a estos volúmenes críticos de gas para la seguridad del suministro de electricidad, tal y como se establece en el artículo 23 del Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo de 19 de diciembre de 2022 por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos.

2. Resumen de la evaluación de riesgos del sistema gasista español 2022-2026

2.1 Casos analizados en la evaluación nacional de riesgos 2022-2026

Con anterioridad a la elaboración de este documento, se realizó la evaluación de riesgos del sistema gasista de acuerdo con los requerimientos del Reglamento para el referido horizonte temporal. En dicha evaluación de riesgos, se analizaron los siguientes escenarios (se mantiene la numeración original para facilitar la trazabilidad de la información):

- 2.1 Semana más fría últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.a)
- 2.2 Mes más frío de los últimos 20 años (Art. 6, apartado 1.b)
- 2.3 Mes tipo invernal & fallo mayor entrada (Art. 6, apartado 1.c): Emisión nula de Barcelona en mes invernal medio
- 3.1 Cumplimiento de la norma relativa a la infraestructura (Principio N-1): Emisión nula de Barcelona en punta
 - 3.2.1 Emisión nula en la planta de Sagunto o Cartagena en día punta invernal
 - 3.2.2 Emisión nula en la planta de Huelva en día punta invernal
 - 3.2.3 Emisión nula en la planta de Mugarlos en día punta invernal
 - 3.2.4 Emisión nula en la planta de Bilbao en día punta invernal
 - 3.2.5 Anulación de importaciones por Almería y Tarifa en día punta invernal
 - 3.2.7 Anulación de importaciones por Larrau e Irún en día punta invernal
 - 3.2.8 Extracción nula de Serrablo o Gaviota en día punta invernal
 - 3.2.9 Extracción nula de Yela en día punta invernal
- 4.1.1 Fallo de la conexión de Larrau en día punta invernal
- 4.1.2 Fallo de la conexión de Irún en día punta invernal
- 4.2.1 Fallo de la conexión de Tuy en día punta invernal
- 4.2.2 Fallo de la conexión de Badajoz en día punta invernal
 - 4.2.2.1 Rotura del gasoducto Extremadura entre Córdoba y Almendralejo
 - 4.2.2.2 Fallo en la estación de compresión de Almendralejo

- 5.1 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Argelia a través de gasoducto y de las importaciones de gas natural licuado (GNL)
- 5.2 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Argelia a través de gasoducto
- 5.3 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Rusia
 - 5.3.1 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Rusia sin reposición de GNL de Rusia.
 - 5.3.2 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Rusia con reposición de GNL de Rusia y flujo por Almería equivalente al 60% de la capacidad nominal.
 - 5.3.3 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Rusia sin reposición de GNL de Rusia y flujo por Almería equivalente al 60% de la capacidad nominal.
- 6.1 Fallo en Sistemas físicos de información: sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), ORION y ASTRA.
- 6.2 Fallo en Sistema comercial de información: sistema SL-ATR (Sistema Logístico de Acceso de Terceros a la Red)

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 los gasoductos Magreb Europa (GME) y MEDGAZ
- Fallo del gasoducto Transmed
- Fallo de GNL procedente de Argelia: trenes de licuefacción fuera de servicio
- Fallo total de Rusia (GN y GNL): Estudio cualitativo

Grupo de riesgo de Noruega: (No actualizado desde el último envío)

- 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 128% (invierno 2022-2023) y el 127% (invierno 2025-2026)
- Para el fallo de Transmed, entre el 135% (invierno 2022-2023) y el 134% (invierno 2025-2026)

El grupo de riesgo de Argelia demuestra una elevada resiliencia incluso en caso de una interrupción total del suministro de gas de Argelia (incluido GNL), siendo un evento poco probable. Las infraestructuras que no se viesen afectadas por este cese de suministro, especialmente las instalaciones de GNL, actuarían de respaldo garantizando el suministro en todo momento.

Los altos volúmenes de GNL necesarios son exigentes, sin embargo, el modelo de potencial llegada de GNL proporcionado al grupo por la Agencia Internacional de la Energía, muestra que son plausibles en el actual contexto global del mercado de GNL. El impacto de los precios en los miembros más afectados, especialmente en España y Portugal, puede ser relevante, pero la seguridad del suministro está garantizada.

Ante la actual volatilidad de los mercados energéticos, consecuencia de la invasión de Rusia a Ucrania, y la utilización por parte de Rusia de los recursos energéticos (Gas natural y GNL) como arma en su conflicto, la situación de aprovisionamientos en los Estados miembros del grupo de riesgo puede variar sustancialmente a excepción de España y Portugal cuya exposición al aprovisionamiento ruso es reducida.

Para la próxima Evaluación de Riesgo Común (CRA, por sus siglas en inglés), 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 (Sin actualizar desde el último envío)

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 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 (NRA)

De los riesgos evaluados, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. Ninguno de los múltiples riesgos identificados supone un problema de abastecimiento de gas a los “clientes protegidos”.
2. El criterio N-1, como capacidad de entrada, está incorporado como criterio de diseño en la Planificación Obligatoria de los sectores de electricidad y gas en España. Por tanto, con las infraestructuras previstas en el horizonte analizado, el valor de la fórmula N-1 establecida en el Anexo II del Reglamento UE 2017/1938, para el sistema gasista español es mayor de 100%, no siendo necesario la aplicación de medidas relativas a la demanda para superar este umbral. Este valor, en el caso más restrictivo (sin considerar la capacidad de Tarifa, y con los almacenamientos subterráneos al 30% de llenado) arroja valores de entre 109% para el invierno 2022-2023 y 104% para el invierno 2025-2026
3. El fallo de abastecimiento de Argelia, cuyas entradas al sistema gasista español supusieron un 23,8% en el último año ha sido evaluado en detalle en el Common Risk Assessment (Algeria Risk Group) 2022-2026 en vista a identificar el impacto de tal evento en el grupo de riesgo argelino, y en la Evaluación de Riesgos Nacional donde se aborda el impacto del cese de las importaciones desde una perspectiva nacional. Las conclusiones principales que se pueden extraer de ambos estudios son las siguientes
 - ✓ Elevada resiliencia del Sistema frente a fallo total/parcial de aprovisionamientos de Argelia.
 - ✓ Las terminales de regasificación, cubrirían aproximadamente el 87% de la demanda nacional total y la exportación a Portugal durante el período estudiado, gracias a su elevada capacidad de emisión.
 - ✓ La capacidad de las instalaciones es una condición necesaria pero no suficiente para garantizar la cobertura de la demanda, ya que otro factor fundamental a tener en cuenta son las existencias de GNL en las instalaciones, lo que provocaría tensión de precios en el mercado global de GNL, y una necesaria colaboración por parte de los usuarios para la adquisición de nuevos aprovisionamientos.
 - ✓ Se ha de destacar que el fallo propuesto no se ha producido hasta la fecha, ni siquiera en periodo de conflicto interno en Argelia, por lo que se considera poco probable.
4. En lo que respecta a riesgos asociados a fallos de infraestructuras:
 - ✓ El mayor riesgo identificado es el fallo de la planta de Mugarodos en día punta invernal. Ante este escenario, la cobertura total del consumo de “clientes protegidos” estaría garantizado. Este riesgo quedará solventado con la incorporación de la planta de regasificación del Musel, que, ante una situación extraordinaria, podría cubrir la demanda de la zona.
 - ✓ El cese de emisión de la principal entrada al sistema gasista (planta de regasificación de Barcelona), puede venir provocado bien por un fallo en la instalación, o bien por un

volumen de existencias insuficientes que impidan el correcto funcionamiento de la misma.

Ante la primera causa, se realizan mantenimientos preventivos, que permiten disminuir la probabilidad de ocurrencia de fallos en instalaciones industriales, y se cuenta con los medios materiales y humanos necesarios para una rápida actuación en caso de que se materialice algún tipo de incidente que impacte directamente sobre la capacidad de la infraestructura.

Para prevenir la aparición de la segunda causa, se cuenta con un mecanismo de mercado, que busca garantizar que todas y cada una de las terminales del Sistema, cuenten con el número de descargas mínimo (Slots mínimos), que posibiliten el correcto funcionamiento de las instalaciones.

5. En lo que respecta al riesgo de cese de aprovisionamiento desde Rusia, solo habría impacto sobre el Sistema nacional, en caso de que cesasen las exportaciones de GNL procedentes de este origen. Ante este escenario de cese total de las exportaciones desde Rusia, la totalidad de la demanda para el invierno 2022-2023 estaría garantizada.

En los escenarios estudiados respecto al fallo de aprovisionamiento desde Rusia, se ha estimado una exportación máxima a Francia durante todo el periodo de estudio. Los resultados indican que se cubriría en todo momento la demanda de los “clientes protegidos”.

Debido a los resultados arrojados por el análisis del riesgo “Fallo Suministro Ruso”, y al no verse afectados otros suministros al mismo tiempo, España tiene capacidad suficiente para consolidarse como una nueva puerta de gas del suroeste, aportando seguridad y diversificación de suministro hacia Europa central, contribuyendo así a paliar los riesgos de crisis de suministro en el resto de la UE.

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 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:

Unidad GWh/día		← Inviernos →								
		2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
Sector Convencional	<i>punta probable</i>						1.292	1.309	1.323	1.332
	<i>punta extrema</i>	1.142	1.142	1.088	1.266	1.115	1.327	1.344	1.358	1.367
Sector Eléctrico	<i>punta probable</i>	630	398	549	355	688	654	652	676	697
	<i>punta extrema</i>						719	717	744	767
TOTAL	<i>punta probable</i>	1.772	1.540	1.637	1.621	1.803	1.945	1.961	1.999	2.029
	<i>punta extrema</i>						2.046	2.061	2.102	2.134
Fecha punta demanda		5-dic.-17	16-ene.-19	19-nov.-19	7-ene.-21	18-ene.-22				

Tabla 6: Evolución de la demanda punta invernal del Sistema y previsión en los próximos inviernos

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) 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 regasificación y carga de cisternas, de 544 GWh/día (47 mcm/d).



Figura 24: 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 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).

	Winter 2022-2023		Winter 2023-2024		Winter 2024-2025		Winter 2025-2026	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	643	55	643	55	643	55	643	55
Tarifa	0	0	0	0	0	0	0	0
Almería	338	29	338	29	338	29	338	29
France	225	19	225	19	225	19	225	19
Portugal	80	7	80	7	80	7	80	7
Pm	4	0	4	0	4	0	4	0
Sm (100% llenado)	219	19	219	19	219	19	219	19
Serrablo	79	7	79	7	79	7	79	7
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	67	6	67	6	67	6	67	6
Marismas	5	0,4	5	0,4	5	0,4	5	0
LNGm	1,915	165	1,915	165	1,915	165	1,915	165
Barcelona	544	47	544	47	544	47	544	47
Huelva	377	32	377	32	377	32	377	32
Cartagena	377	32	377	32	377	32	377	32
Bilbao	223	19	223	19	223	19	223	19
Sagunto	279	24	279	24	279	24	279	24
Mugardos	115	10	115	10	115	10	115	10
Im (Pl. Barcelona)	544	47	544	47	544	47	544	47
Dmax	1,986	171	1,999	172	2,040	175	2,071	178
Deff								
% N-1 FORMULA	113%		112%		110%		108%	

Tabla 7. Cálculo Fórmula N-1: Emisión nula desde la planta de Barcelona en el día más frío de los últimos 20 años, con el 100% de la capacidad técnica disponible en los Almacenamientos subterráneos

	Winter 2022-2023		Winter 2023-2024		Winter 2024-2025		Winter 2025-2026	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	643	55	643	55	643	55	643	55
Tarifa	0	0	0	0	0	0	0	0
Almería	338	29	338	29	338	29	338	29
France	225	19	225	19	225	19	225	19
Portugal	80	7	80	7	80	7	80	7
Pm	4	0	4	0	4	0	4	0
Sm (30% llenado)	138	12	138	12	138	12	138	12
Serrablo	36	3	36	3	36	3	36	3
Gaviota	68	6	68	6	68	6	68	6
Yela	31	3	31	3	31	3	31	3
Marismas	4	0,3	4	0,3	4	0,3	4	0
LNGm	1,915	165	1,915	165	1,915	165	1,915	165
Barcelona	544	47	544	47	544	47	544	47
Huelva	377	32	377	32	377	32	377	32
Cartagena	377	32	377	32	377	32	377	32
Bilbao	223	19	223	19	223	19	223	19
Sagunto	279	24	279	24	279	24	279	24
Mugardos	115	10	115	10	115	10	115	10
Im (Pl. Barcelona)	544	47	544	47	544	47	544	47
Dmax	1,986	171	1,999	172	2,040	175	2,071	178
Deff								
% N-1 FORMULA	109%		108%		106%		104%	

Tabla 8: Cálculo Fórmula N-1: Emisión nula desde la planta de Barcelona en el día más frío de los últimos 20 años, con el 30% de la capacidad técnica disponible en los almacenamientos subterráneos

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 inviernos.

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.

Adicionalmente al cálculo de la formula N-1, y para cumplir con los requerimientos del Reglamento (UE) 2017/1938, se han realizado sendas simulaciones hidráulicas con los diferentes porcentajes de llenado de los Almacenamientos Subterráneos (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 la importación de gas proveniente de Francia, pudiendo incluso llegar a exportarse gas a través del VIP Pirineos.

3.2 Capacidad bidireccional

En la actualidad España cuenta con 5 puntos bidireccionales. Dos con Francia agrupados a efectos de uso comercial en el VIP Pirineos, dos con Portugal agrupados a efectos de uso comercial en VIP Ibérico y un punto con Marruecos.

Unidad: GWh/día	Capacidades CC.II CCII	
	Imp.	Exp.
Almería	338	-
Tarifa	444	32
VIP Pirineos	225	225
VIP Ibérico	80	144
Total	1.087	401

Tabla 9: Capacidades de importación/exportación en CC.II

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

En consonancia con el Reglamento (UE) 2017/1938, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, para los cálculos recogidos en este plan, se entienden como “clientes protegidos”:

- Los consumidores domésticos, considerado como tales los suministros a domicilios de personas físicas y los usos de calefacción y agua caliente sanitaria colectiva para suministro a domicilios de personas físicas.
- Las PYMES conectadas a la red de distribución
- Los servicios esenciales establecidos 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.

Asimismo, se consideran como “clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad” los entendidos como “clientes protegidos” excluyendo las PYMES conectadas a la red de distribución.

Adicionalmente, y atendiendo a lo establecido en el artículo 23 del Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo de 19 de diciembre de 2022 por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos, se ha ampliado el alcance de protección solidaria a los volúmenes críticos de gas para la seguridad del suministro de electricidad.

Los consumos alcanzados por los “clientes protegidos” durante el año 2022, supusieron un 11,8% de la demanda total del Sistema, cumpliendo con la limitación establecida en el artículo 2.5 del Reglamento UE 2017/1938, por el que el cómputo total del consumo de los “clientes protegidos” adicionales, correspondientes a pymes y servicios sociales esenciales, no debe exceder el 20% del consumo final anual de gas, tal y como se refleja en el siguiente cuadro:

	2021			2022		
	Real			Real		
	Protected customers		Non protected customers	Protected customers		Non protected customers
	Protected customers of solidarity	Rest (*)		Protected customers of solidarity	Rest (*)	
Gas consumption (GWh)						
* Industrial customers	n/a	0	226.233	n/a	0	173.026
* electricity generation	n/a	0	90.397	n/a	0	138.039
* district heating	n/a	0	0	n/a	0	0
* residential	n/a	49.800	12.105	n/a	42.893	10.469
* other(specify the type of customers included here)	n/a	0	0	n/a	0	0
Peak demand (GWh/d)	date:	11/2021/30		date:	01/2022/18	
* Industrial customers	n/a	0	696	n/a	0	683
* electricity generation	n/a	0	742	n/a	0	689
* district heating	n/a	0	0	n/a	0	0
* residential	n/a	283	69	n/a	346	85
* other(specify the type of customers included here)	n/a	0	0	n/a	0	0

(*) Dado que el volumen de los “clientes protegidos en virtud del mecanismo de solidaridad” no está determinado, se incluye la totalidad del volumen de “clientes protegidos” en la categoría “Rest”

Tabla 10: Detalle del consumo de “clientes protegidos” de 2021 y 2022.

La previsión del consumo de los “clientes protegidos” en el periodo comprendido entre los años 2023 y 2026 en condiciones medias de temperatura es la que se muestra en la siguiente tabla:

Unit TWh

YEAR	System Demand	Protected customers	% Protected customer / DEMAND
2023	385	45	12%
2024	390	51	13%
2025	391	52	13%
2026	391	52	13%

Tabla 11: Detalle de consumo de los “clientes protegidos” durante los años 2023 a 2026.

Deben añadirse a estas cantidades, los correspondientes al máximo volumen crítico de gas para la seguridad del suministro de electricidad, atendiendo a lo establecido en el artículo 23 y Anexo I del mencionado Reglamento UE 2022/2576 del Consejo, de 19 de diciembre de 2022:

Unit TWh

YEAR	System Demand	Protected customers	Maximum critical gas volumes for electric generation MCG	% Maximum protected customer / DEMAND
2023	385	45	216	68%
2024	390	51		
2025	391	52	n/a (*)	n/a (*)
2026	391	52		

(*) El REGLAMENTO (UE) 2022/2576, es de aplicación durante un periodo de un año a partir de su entrada en vigor el 30 de diciembre de 2022.

Tabla 12: Detalle de consumo de los “clientes protegidos” y el volumen máximo crítico para la seguridad de suministro de electricidad durante los años 2023 and 2026.

En lo que respecta a los consumos de los “clientes protegidos” del sector convencional (excluyendo los volúmenes críticos de gas para la seguridad del suministro de electricidad), estos 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 13% 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.

4.1. 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 6 y el 12 de enero de 2021, coincidiendo con la borrasca “Filomena”.

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:

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

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

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

		Invierno 2022-2023	Invierno 2023-2024	Invierno 2024-2025	Invierno 2025-2026
Unidad: GWh		previsto	previsto	previsto	previsto
SEMANA en condiciones medias de temperatura, eolicidad y pluviosidad	Dem. convencional	7.329	7.418	7.505	7.552
	<i>Cientes protegidos</i>		2.589	2.603	2.631
	Consumo CTCC's	2.975	2.967	3.077	3.173
	TOTAL	10.303	10.386	10.582	10.725
incrementos de demanda extraordinaria en la SEMANA más fría de los últimos 20 años con baja eolicidad	Δ <i>Cientes protegidos</i>	1.500	1.515	1.530	1.545
	Δ Consumo CTCC's	1.606	1.602	1.662	1.713
	Δ Consumo TOTAL	3.383	3.374	3.443	3.514
demanda en la SEMANA más fría de los últimos 20 años	TOTAL convencional	9.106	9.190	9.286	9.352
	<i>Cientes protegidos</i>	4.019	4.006	4.028	4.071
	Total Consumo CTCC's	4.580	4.570	4.739	4.886
	TOTAL Demanda	13.686	13.760	14.025	14.238

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

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 14 de febrero y el 15 de marzo de 2021.

En este periodo de frío extraordinario, la siguiente tabla recoge la mejor estimación de demanda de gas natural:

		Invierno 2022-2023	Invierno 2023-2024	Invierno 2024-2025	Invierno 2025-2026
Unidad: GWh		previsto	previsto	previsto	previsto
MES en condiciones medias de temperatura, eolicidad y pluviosidad	Dem. convencional	30.840	31.383	31.488	31.593
	<i>Cientes protegidos</i>	7.234	7.292	7.351	7.398
	Consumo CTCC's	6.512	6.506	6.506	6.434
	TOTAL	37.352	37.890	37.994	38.026
incrementos de demanda extraordinaria en el MES más frío de los últimos 20 años, con baja eolicidad	Δ <i>Cientes protegidos</i>	1.930	1.946	1.961	1.974
	Δ Consumo CTCC's	2.254	2.277	2.277	2.252
	Δ Consumo TOTAL	4.666	4.709	4.729	4.719
demanda en el MES más frío de los últimos 20 años con baja eolicidad	TOTAL convencional	33.252	33.816	33.940	34.060
	<i>Cientes protegidos</i>	9.164	9.238	9.312	9.371
	Total Consumo CTCC's	8.766	8.783	8.783	8.686
	TOTAL Demanda	42.018	42.599	42.723	42.746

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

4.3 Mes tipo medio invernal y fallo de la mayor infraestructura de entrada (Art. 6.1.c)

El apartado 1.c) del artículo 6 del Reglamento 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:

Unit: GWh		Winter 2022-2023 <i>forecast</i>	Winter 2023-2024 <i>forecast</i>	Winter 2024-2025 <i>forecast</i>	Winter 2025-2026 <i>forecast</i>
MONTH in average conditions of temperature, wind power and rainfall	Conventional demand	30,840	31,383	31,488	31,593
	Protected customers	7,234	7,292	7,351	7,398
	NO protected customers	23,606	24,091	24,137	24,195
	CTCC's consumption	6,512	6,506	6,506	6,434
	TOTAL	37,352	37,890	37,994	38,026

Tabla 16: Previsión de demanda durante un mes con temperaturas invernales medias

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 6 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.

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 el NRA 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, entre otros, los siguientes:

- ✓ 3.2.2 Emisión nula en la planta de Huelva en día punta invernal
- ✓ 3.2.3 Emisión nula en la planta de Mugardos en día punta invernal
- ✓ 3.2.5 Anulación de importaciones por Almería y Tarifa en día punta invernal
- ✓ 5.1 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Argelia a través de gasoducto y de las importaciones de gas natural licuado (GNL)
- ✓ 5.2 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Argelia a través de gasoducto (Conexiones internacionales de Tarifa y Almería)
- ✓ 5.3.1 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Rusia sin reposición de GNL de Rusia.
- ✓ 5.3.3 Fallo de aprovisionamiento prolongado de Rusia sin reposición de GNL de Rusia y flujo por Almería equivalente al 60% de la capacidad nominal.

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, 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 nacional en materia de hidrocarburos, 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 determinación de la capacidad de regasificación total de GNL necesaria para abastecer el sistema y a las instalaciones de almacenamiento básico de gas natural.

Asimismo, se contempla en todas las propuestas asociadas al proceso de planificación un criterio N-1 nacional que implica que el sistema gasista 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 GNL 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 la red 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.

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 (siete si se considera la planta situada en el puerto de El Musel) y seis conexiones internacionales, de las cuales dos corresponden a puntos de interconexión con el norte de África (si bien es cierto que no se prevén entradas en el corto y medio plazo por la conexión con Marruecos) mientras que las otras cuatro corresponden a puntos de interconexión 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 los puntos de entrada indicados anteriormente, el Sistema cuenta con una cuenta OBA (Operational Balancing Account), que permite adecuar las producciones a las necesidades del sistema en cada momento.

c) Mercado organizado

El mercado organizado de gas favorece la seguridad de suministro, dotando a los usuarios de una herramienta para equilibrar sus carteras de balance, y al GTS de la flexibilidad para adquirir o vender gas para el ejercicio de sus funciones y en particular las adquisiciones y ventas de gas para mantener el sistema dentro de los límites admisibles mediante operaciones de balance, conforme a la normativa vigente.

Así mismo permite obtener una señal de precios que refleje la estimación de comportamiento del mercado a medio y largo plazo.

El mercado organizado de gas en España ha experimentado una expansión continuada desde sus inicios. De esta manera en el año 2022 el volumen de productos negociados a través de MIBGAS ha aumentado hasta los 121,4 TWh, lo que supone aproximadamente un 34% de la demanda nacional y un aumento del 76% del volumen total negociado en 2021 (68.8 TWh).

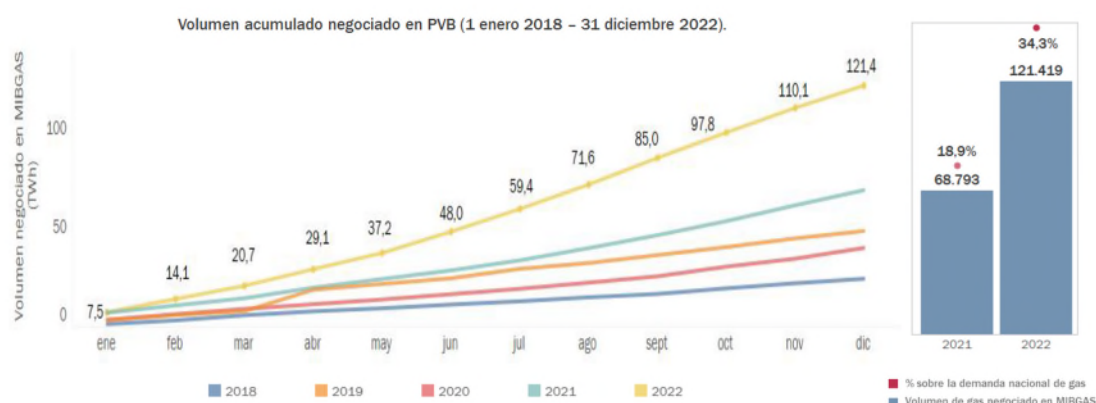


Figura 25: Evolución volumen negociado en PVB. Fuente MIBGAS.

De la misma forma, el número total de agentes activos ha experimentado un crecimiento constante en los últimos años, sobrepasando la centena.

d) Programación del Sistema

El sistema gasista cuenta con diferentes horizontes de programación: anual, mensual, semanal, diario e intradiario; lo que permite preparar los diferentes escenarios operativos de una manera eficaz, advirtiendo con antelación potenciales problemas de suministro y tomando las medidas necesarias para paliarlos.

e) Reducción de dependencia energética

En el año 2022 se publicó el plan REPowerEU, que constituye la estrategia de la Comisión Europea para reducir la dependencia de Europa de los combustibles fósiles rusos antes de 2030, motivado por la invasión de Ucrania por parte de Rusia y la nueva realidad geopolítica y del mercado de la energía, que han obligado a acelerar la transición energética y a reforzar la independencia energética de Europa frente a proveedores menos fiables y a precios de los combustibles fósiles más volátiles.

Este plan establece varios objetivos entre las que destacan:

- El aumento del ahorro de energía y eficiencia energética: objetivo de reducción de la demanda de gas y petróleo en Europa de un 5% a corto plazo, así como un aumento del objetivo vinculante de eficiencia energética establecido en el paquete 'Fit for 55' en el horizonte 2030, desde el 9% al 13%.
- El incremento del objetivo de energías renovables establecido en el plan "Fit for 55" para el año 2030 desde el 40% al 45%. En este sentido, cabe destacar que introduce un fuerte impulso al desarrollo de los gases renovables, incluyendo un objetivo de producción de biometano de 35 bcm para el conjunto de la Unión Europea en el año 2030, así como un objetivo de 10 millones de toneladas de producción interna de hidrógeno renovable y otros 10 millones de toneladas de importaciones de otros países fuera de Europa.

En línea con este plan, recientemente en España se aprobó el Plan + Seguridad Energética, además de otras reformas normativas encaminadas a la reducción de la demanda de gas natural y al impulso de la penetración de los gases renovables en el sistema gasista.

f) Contratos interrumpibles

Posibilidad de interrupción de suministro a clientes acogidos a un peaje interrumpible, con vista a disminuir la demanda a satisfacer por el Sistema en caso de falta de suministro, o saturación de gasoductos en condiciones extremas.

A este fin, la Circular 6/2020, de 22 de julio, de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, recoge en su artículo 24.3 lo siguiente:

“Mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.”

Esta medida queda recogida en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 25 de julio de 2006, donde 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 y consumo diario superior a 26.000 kWh.
- 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.

g) Acuerdos de ámbito regional

Existen acuerdos de asistencia mutua con los operadores adyacentes, REN y TERECA, que establecen medidas de cooperación mutua, ante una Situación de Operación Excepcional (SOE) o la declaración del nivel de Alerta Temprana, Alerta o Emergencia que afecten a España, Portugal

o Francia, para ponerlas a disposición de los operadores y usuarios afectados en los mercados de estos países, en una gestión coordinada de los sistemas. El espíritu de estos acuerdos es, principalmente, la cooperación de los operadores ante fallos en infraestructuras que disminuyan las capacidades físicas de la red.

h) Gestión coordinada entre Enagás GTS y REE

En situaciones de contingencia, en las que no sea posible el suministro a toda la demanda, Enagás GTS y Red Eléctrica de España (REE) realizarán una gestión coordinada de las medidas necesarias para la disminución del consumo de gas natural para generación eléctrica, siempre y cuando esta gestión de la demanda de gas natural para generación eléctrica no interfiera en el correcto funcionamiento del sistema eléctrico ni ponga en riesgo su seguridad de suministro.

i) 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 actualmente indispensable de esta tecnología.

j) Otras medidas existentes

- *Plan de Actuación en Caso de Emergencia (PACE):*

En virtud de lo establecido en el artículo 64 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, el GTS propone anualmente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un plan de actuación en caso de emergencia. Dicho plan contiene directrices generales sobre evaluación, operación, coordinación, comunicación y seguimiento de las posibles situaciones de emergencia en el sistema español.

- *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.

- *Actualización de las Normas de Gestión Técnica del Sistema gasista*

La normativa de gestión técnica del sistema gasista persigue fijar los procedimientos y mecanismos para la adecuada gestión técnica del sistema, al objeto de garantizar su correcto funcionamiento y la continuidad, calidad y seguridad del suministro de gas natural.

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 (GTS):

Entidad responsable de la operación y de la gestión técnica de la Red Básica y de transporte secundario, de garantizar 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 y el Reto Demográfico 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 y el Reto Demográfico 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 el Reto Demográfico.

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 (CORES)

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

Renovación brazos de descarga en las plantas de Barcelona, Huelva y Cartagena:

Durante 2023 y 2024 **se tiene previsto llevar a cabo la renovación de los brazos de descarga de 16"** de las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena y Huelva, que permitirán alargar su vida útil previniendo fallos, minimizando incidencias que puedan afectar a la funcionalidad de los mismos y maximizando por tanto la disponibilidad de las terminales para albergar operaciones de acuerdo a las necesidades de los usuarios del sistema gasista.

Esto es de vital importancia en un contexto como el actual, en el que la situación geopolítica está impactando en el sector gasista, dando lugar a un importante incremento del número de operaciones de buques.

Asimismo, las directrices del Plan RePowerEU (Comunicación de la Comisión Europea del 18 de mayo de 2022) para reducir la dependencia respecto a los combustibles fósiles rusos que están orientadas a la diversificación de la oferta de gas a la UE, por lo que es importante tener en consideración el protagonismo que adquirirá el GNL en el nuevo modelo energético de los próximos años. Dichos trabajos se han repartido entre 2023 y 2024 en diferentes ventanas por planta, con objeto de minimizar en todo momento el impacto a los usuarios del sistema gasista, ya sea no afectando a contratos vigentes, manteniendo la disponibilidad para albergar operaciones en las otras dos plantas de regasificación o ubicando estas ventanas fuera de los meses con mayores necesidades de aprovisionamiento y demanda de gas.

Adecuación pantalanés de plantas de regasificación para operaciones de “bunkering” y “small scale”:

Tal y como indica el Plan+Seguridad Energética publicado en octubre de 2022, se ha trabajado en la adecuación del pantalanés “small scale” de Planta de Barcelona, apto para operaciones de buques de hasta 80.000 m³, lo cual incrementa la flexibilidad logística de la terminal, y por ende, del sistema gasista español, para hacer frente a la potencial demanda creciente de este tipo de operaciones, destinadas al suministro de GNL tanto a otros países europeos (como es el gasoducto virtual con Italia), como para combustible marítimo (bunkering).

Adicionalmente, se han acometido trabajos de obra civil sobre los pantalanés de otras plantas de regasificación que han derivado en un aumento de su flexibilidad y disponibilidad a la hora de albergar operaciones de “small scale”.

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.

La disposición final novena del Real Decreto-Ley 6/2022 por el que se modifica el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolífero, establece la obligación de mantenimiento de existencias que han de mantener los usuarios en los almacenamientos subterráneos, de la siguiente forma:

- Existencias mínimas de seguridad de carácter estratégico: 10 días de ventas o consumos del año anterior.
- Existencias mínimas de seguridad de carácter operativo del sistema: 10 días de ventas o consumos del año anterior.
- Existencias mínimas de seguridad de carácter operativo de los usuarios, calculadas de acuerdo con la metodología establecida en la Orden TED/72/2023, de 26 de enero, por la que se desarrollan los procedimientos necesarios para el cumplimiento de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

b) Diversificación de suministro

El Real Decreto 1766/2007, en su artículo 1.2, 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.

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 Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Este departamento Ministerial se pronunciará 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)

El Sistema cuenta con un Plan de Actuación Invernal que tiene como objetivo 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.

En particular, el último Plan Invernal, aprobado por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 26 de septiembre de 2021, 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. Los usuarios deberán mantener durante el período de aplicación del Plan de actuación invernal un volumen mínimo de existencias de gas natural licuado en concepto de reserva en función de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte con duración superior a un día, conforme a lo siguiente:

A partir del 1 de noviembre	A partir del 1 de diciembre	A partir del 1 de enero	A partir del 1 de febrero	A partir del 1 de marzo
1,5 días	4 días	5,5 días	4 días	1,5 días

Tabla 17: Evolución de días de obligación de la reserva invernal

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 8 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 inercial:

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 Inercial, que deberá ser notificada previamente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y a la CNMC.

Para la movilización de la reserva inercial, será condición necesaria pero no suficiente que concurran 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 aprovisionador.
- 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. Medidas en el ámbito de la solidaridad con otros Estados miembros

A la vista del incremento en las tensiones geopolíticas y en los mercados, en octubre de 2022 se ha publicado el Plan + Seguridad Energética que recoge las medidas necesarias para aportar más seguridad frente a los precios de la energía a los hogares y al conjunto de la economía española, así como contribuir a incrementar la seguridad de suministro de la Unión Europea. Se trata de un plan con medidas de rápido impacto dirigidas al invierno 2022/2023, junto con medidas que contribuyen a un refuerzo estructural de la seguridad energética.

Para ello, se establecen una serie de medidas entre las cuales cabe destacar:

a) Incremento de la capacidad exportadora de gas a Francia

La medida consiste en aprovechar al máximo la infraestructura existente de interconexión con Francia, incrementando la capacidad exportadora en este ámbito en 40 GWh/día. Esto supone:

- o Un incremento del 18% de la capacidad de exportación a Francia
- o El 6% del consumo de gas en Francia (basado en el consumo de Francia en el mes de junio de 2022, y suponiendo que el incremento de capacidad se utilizase al 100%)

b) Puente naval España-Italia con cargos de GNL pequeños

La medida consiste en adaptar, mediante la adecuación de un segundo atraque, los puertos de Barcelona y Cartagena para que puedan cargar GNL cargos pequeños, permitiendo la liberación de los atraques grandes para descargas y otras cargas de mayor tamaño. Esta medida permitirá, entre otras, maximizar la oferta de cargas con destino a Panigaglia y/o Livorno.

Como consecuencia, se podría incrementar la capacidad de exportación a Italia en unos 2,4 bcm/año. Esto equivale a alrededor del 3% del consumo de gas anual de Italia.

c) Musel, plataforma logística

La medida consistiría en poner en funcionamiento la planta de regasificación del Musel (en Gijón) con fines logísticos, de tal forma de que se ponga a disposición de los Estados Miembros almacenamiento adicional (i.e. en el caso de que los Estados Miembros no pudieran acceder a GNL en el mercado, éstos podrían importar el gas almacenado en el Musel).

El almacenamiento del Musel, compuesto por 2 tanques de 150.000 m³ cada uno, es equivalente al 4% de la capacidad de almacenamiento en tanque en la UE (excluyendo España y Portugal).

10. Consulta con las partes interesadas

El presente PAP ha sido remitido a las Autoridades Competentes de los grupos de riesgo de Argelia y Noruega en el mes de febrero de 2023. Al mismo tiempo se ha llevado a cabo una consulta pública que se inició el día xx de xxxxx de 2023 y finalizó el yy de yyyy de 2023 en la que han podido participar todos los agentes cuya consulta previa era preceptiva según lo dispuesto en el artículo 8, apartado 2 del Reglamento (UE) 2017/1938, entre ellos la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Todas las alegaciones que han sido planteadas al Plan de Acción Preventivo han sido valoradas. Los agentes que han realizado alegaciones han sido los siguientes:

11. Regional dimension

11.1. 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 2,081 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: 1,227 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.

Results of the N-1 standard are well above 100% in each scenario as can be seen in the following tables.

In fact, a total disruption of the gas flow through the Baumgarten interconnection took place during the winter 2017/2018 lasting 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.

11.1.1 Failure of Baumgarten:

	winter 2022-2023		winter 2023-2024		winter 2024-2025		winter 2025-2026	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	7.941	683	7.946	683	7.946	683	7.990	687
Tarifa (Spain) *	0	0	0	0	0	0	0	0
Almería (Spain)	338	29	338	29	338	29	338	29
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
Melendugno (Italy)	487	42	487	42	487	42	487	42
Baumgarten (Austria)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Oberkappel (Austria)	246	21	246	21	246	21	246	21
Überackern (Austria)	114	10	114	10	114	10	114	10
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	118	10	118	10	118	10	118	10
Kipi (Greece)	49	4	49	4	49	4	49	4
Nea Mesimbria (Greece)	53	5	53	5	53	5	53	5
Dravaszerdahely (Croatia)	78	7	78	7	78	7	78	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
Pince (Slovenia)	0	0	5	0	5	0	49	4
Pm	247	21	247	21	247	21	247	21
Austria	27	2	27	2	27	2	27	2
Croatia	18	2	18	2	18	2	18	2
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	191	16	191	16	191	16	191	16
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	11	1,0	11	1,0	11	1,0	11	1,0
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (30 % filled)	4.915	423	4.915	423	4.915	423	4.915	423
Austria	1.083	93	1.083	93	1.083	93	1.083	93
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	1.669	143	1.669	143	1.669	143	1.669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.880	162	1.880	162	1.880	162	1.880	162
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	152	13	152	13	152	13	152	13
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.456	383	4.457	383	4.457	383	4.457	383
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)	229	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)	80	7	80	7	80	7	80	7
Krk LNG Terminal (Croatia)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Im (Baumgarten)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Dmax	12.081	1.039	12.161	1.046	12.183	1.048	12.238	1.052
Austria	588	51	588	51	588	51	588	51
Croatia	159	14	164	14	166	14	169	15
France	3.828	329	3.828	329	3.828	329	3.828	329
Greece	308	26	375	32	391	34	396	34
Italy	4.893	421	4.893	421	4.893	421	4.893	421
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	278	24	271	23	262	23	252	22
Spain	1.945	167	1.961	169	1.972	170	2.029	174
Slovenia	68	6	68	6	68	6	68	6
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	128%		127%		127%		127%	

Table 18: N-1 formula: Failure of Baumgarten with SM 30 % filled.

	winter 2022-2023		winter 2023-2024		winter 2024-2025		winter 2025-2026	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	7.941	683	7.946	683	7.946	683	7.990	687
Tarifa (Spain) *	0	0	0	0	0	0	0	0
Almeria (Spain)	338	29	338	29	338	29	338	29
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
Melendugno (Italy)	487	42	487	42	487	42	487	42
Baumgarten (Austria)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Oberkappel (Austria)	246	21	246	21	246	21	246	21
Überackern (Austria)	114	10	114	10	114	10	114	10
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	118	10	118	10	118	10	118	10
Kipi (Greece)	49	4	49	4	49	4	49	4
Nea Mesimbria (Greece)	53	5	53	5	53	5	53	5
Dravaszerdahely (Croatia)	78	7	78	7	78	7	78	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
Pince (Slovenia)	0	0	5	0	5	0	49	4
Pm	247	21	247	21	247	21	247	21
Austria	27	2	27	2	27	2	27	2
Croatia	18	2	18	2	18	2	18	2
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	191	16	191	16	191	16	191	16
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	11,1	1,0	11	1,0	11	1,0	11	1,0
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (100 % filled)	6.731	579	6.686	575	6.686	575	6.686	575
Austria	1.083	93	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	2.824	243	2.824	243	2.824	243	2.824	243
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	245	21	245	21	245	21	245	21
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.456	383	4.457	383	4.457	383	4.457	383
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)								
Montoir de Bretagne LNG Terminal (France)	337	29	337	29	337	29	337	29
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	229	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
Krk LNG Terminal (Croatia)	80	7	80	7	80	7	80	7
Im (Baumgarten)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Dmax	12.081	1.039	12.161	1.046	12.183	1.048	12.238	1.052
Austria	588	51	588	51	588	51	588	51
Croatia	159	14	164	14	166	14	169	15
France	3.828	329	3.828	329	3.828	329	3.828	329
Greece	308	26	375	32	391	34	396	34
Italy	4.893	421	4.893	421	4.893	421	4.893	421
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	278	24	271	23	262	23	252	22
Spain	1.945	167	1.961	169	1.972	170	2.029	174
Slovenia	68	6	68	6	68	6	68	6
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	143%		142%		142%		141%	

Table 19: N-1 formula: Failure of Baumgarten with SM 100 % filled.

11.1.2 Failure of Mazara del Vallo:

	winter 2022-2023		winter 2023-2024		winter 2024-2025		winter 2025-2026	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	7.941	683	7.946	683	7.946	683	7.990	687
Tarifa (Spain) *	0	0	0	0	0	0	0	0
Almeria (Spain)	338	29	338	29	338	29	338	29
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
Melendugno (Italy)	487	42	487	42	487	42	487	42
Baumgarten (Austria)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Oberkappel (Austria)	246	21	246	21	246	21	246	21
Überackern (Austria)	114	10	114	10	114	10	114	10
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	118	10	118	10	118	10	118	10
Kipi (Greece)	49	4	49	4	49	4	49	4
Nea Mesimbria (Greece)	53	5	53	5	53	5	53	5
Dravaszerdahely (Croatia)	78	7	78	7	78	7	78	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
Pince (Slovenia)	0	0	5	0	5	0	49	4
Pm	247	21	247	21	247	21	247	21
Austria	27	2	27	2	27	2	27	2
Croatia	18	2	18	2	18	2	18	2
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	191	16	191	16	191	16	191	16
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	11	1,0	11	1,0	11	1,0	11	1,0
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (30 % filled)	4.915	423	4.915	423	4.915	423	4.915	423
Austria	1.083	93	1.083	93	1.083	93	1.083	93
Croatia	61	5	61	5	61	5	61	5
France	1.669	143	1.669	143	1.669	143	1.669	143
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	1.880	162	1.880	162	1.880	162	1.880	162
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	71	6	71	6	71	6	71	6
Spain	152	13	152	13	152	13	152	13
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.456	383	4.457	383	4.457	383	4.457	383
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)	229	20	230	20	230	20	230	20
Revythoussa LNG Terminal (Greece)	229	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
Krk LNG Terminal (Croatia)	80	7	80	7	80	7	80	7
Im (Mazara)	1.227	179	1.227	179	1.227	179	1.227	179
Dmax	12.081	1.039	12.161	1.046	12.183	1.048	12.238	1.052
Austria	588	51	588	51	588	51	588	51
Croatia	159	14	164	14	166	14	169	15
France	3.828	329	3.828	329	3.828	329	3.828	329
Greece	308	26	375	32	391	34	396	34
Italy	4.893	421	4.893	421	4.893	421	4.893	421
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	278	24	271	23	262	23	252	22
Spain	1.945	167	1.961	169	1.972	170	2.029	174
Slovenia	68	6	68	6	68	6	68	6
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	135%		134%		134%		134%	

Table 20: N-1 formula: Failure of Mazara del Vallo with SM 30 % filled.

	winter 2022-2023		winter 2023-2024		winter 2024-2025		winter 2025-2026	
	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d	GWh/day	mcm/d
Epm	7.941	683	7.946	683	7.946	683	7.990	687
Tarifa (Spain) *	0	0	0	0	0	0	0	0
Almeria (Spain)	338	29	338	29	338	29	338	29
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
Melendugno (Italy)	487	42	487	42	487	42	487	42
Baumgarten (Austria)	2.081	179	2.081	179	2.081	179	2.081	179
Oberkappel (Austria)	246	21	246	21	246	21	246	21
Überackern (Austria)	114	10	114	10	114	10	114	10
Kulata (BG) / Sidirokastron (Greece)	118	10	118	10	118	10	118	10
Kipi (Greece)	49	4	49	4	49	4	49	4
Nea Mesimbria (Greece)	53	5	53	5	53	5	53	5
Dravaszerdahely (Croatia)	78	7	78	7	78	7	78	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
Pince (Slovenia)	0	0	5	0	5	0	49	4
Pm	247	21	247	21	247	21	247	21
Austria	27	2	27	2	27	2	27	2
Croatia	18	2	18	2	18	2	18	2
France	0	0	0	0	0	0	0	0
Greece	0	0	0	0	0	0	0	0
Italy	191	16	191	16	191	16	191	16
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0
Spain	11,1	1,0	11	1,0	11	1,0	11	1,0
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
Sm (100 % filled)	6.731	579	6.686	575	6.686	575	6.686	575
Austria	1.083	93	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	2.824	243	2.824	243	2.824	243	2.824	243
Malta	0	0	0	0	0	0	0	0
Portugal	129	11	129	11	129	11	129	11
Spain	245	21	245	21	245	21	245	21
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0
LNGm	4.456	383	4.457	383	4.457	383	4.457	383
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)	229	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)	80	7	80	7	80	7	80	7
Krk LNG Terminal (Croatia)								
Im (Mazara)	1.227	179	1.227	179	1.227	179	1.227	179
Dmax	12.081	1.039	12.161	1.046	12.183	1.048	12.238	1.052
Austria	588	51	588	51	588	51	588	51
Croatia	159	14	164	14	166	14	169	15
France	3.828	329	3.828	329	3.828	329	3.828	329
Greece	308	26	375	32	391	34	396	34
Italy	4.893	421	4.893	421	4.893	421	4.893	421
Malta	13	1	13	1	13	1	13	1
Portugal	278	24	271	23	262	23	252	22
Spain	1.945	167	1.961	169	1.972	170	2.029	174
Slovenia	68	6	68	6	68	6	68	6
Deff	0	0	0	0	0	0	0	0
% N-1	150%		149%		149%		148%	

Table 21: N-1 formula: Failure of Mazara del Vallo with SM 100 % filled.

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

The Norwegian Risk group is still working on its Common Risk Assessment.

11.3. Mechanisms developed for cooperation

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

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. 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.

In The ReCo Team South the Italian TSO Snam is appointed as facilitator. 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.

11.3.2. 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, of the European Parliament and of the Council, of October 25, 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 that 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 total, 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.

11.4. Preventive measures

11.4.1 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 documents constitute a useful tool that covers common aspects to achieve the correct management of the interconnection points.

11.4.2 Solidarity mechanism between Member States

Following the publication of Regulation (EU) 2022/2576 of the Council of December 19, 2022, which reinforces solidarity through better coordination of gas purchases, reliable price references and cross-border gas exchanges, it has been modified the solidarity mechanism established in Regulation (EU) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council, of October 25, on measures to guarantee the security of gas supply and repealing Regulation (EU) no. 994/2010.

With the new regulation, solidarity measures will not only apply to Member States directly connected to the Member State requesting solidarity, but also to Member States with LNG facilities, provided the necessary capacity in the relevant infrastructure, including the LNG vessels and carriers, is available.

Additionally, it is established that, in the absence of bilateral agreements on solidarity measures, default rules established in article 27 of the aforementioned regulation will apply.