

Enero / Marzo 2022

Nº 162

Gasactual



ENTREVISTA

Mariano Marzo,
catedrático emérito de la
Universitat de Barcelona

TECNOLOGÍA

Sunrgyze, un proyecto
pionero para la
generación de hidrógeno
renovable



PERSONAJE CON ENERGÍA

Olatz Rodríguez,
gimnasta y autora del
libro "Vivir del aire"

MEDGAZ

LA AUTOPISTA DEL GAS ARGELINO A EUROPA



MEDGAZ, LA AUTOPISTA DEL GAS ARGELINO A EUROPA

Recién cumplidas dos décadas desde su constitución como empresa, y once años de su entrada en operación como gasoducto, Medgaz acaba de culminar la ampliación de su capacidad hasta los 10.000 millones de m³ anuales. La conducción que conecta Argelia con España se consolida así como una pieza clave en el suministro de gas al mercado español. Y, por extensión, a un continente europeo que está viendo como los conflictos internacionales ponen en riesgo su capacidad de aprovisionamiento de un hidrocarburo clave en la transición energética.

*Hito del gasoducto Medgaz en la
playa de Beni Saf (Argelia)*



Medgaz tiene su punto de partida en el yacimiento de Hassi R'Mel, el más importante de Argelia y uno de los más grandes del mundo, con una capacidad de producción anual de alrededor de 100.000 m³. Tras recorrer 547 kilómetros a través del desierto del Sáhara y la cordillera del Atlas, el gasoducto alcanza el Puerto de Beni Saf. Desde aquí, una conducción submarina

de 210 kilómetros de longitud toma el relevo hasta la playa de El Perdigal, en la costa almeriense, desde donde conecta con el ramal Almería-Albacete y por ende con toda la red de distribución gasista española.

El proyecto de la que se ha convertido en principal conexión gasista entre Argelia y España comenzó a gestarse en la década >

➤ de los años 70 del siglo pasado. Estudios sísmicos y oceanográficos, análisis geológicos e inspecciones del lecho marino valoraron la viabilidad de un enlace submarino para el transporte de gas entre el Norte de África y Europa, pero las limitaciones técnicas impidieron en esos años la construcción y operación de una infraestructura de estas características en aguas profundas. Hay que tener en cuenta que el mar de Alborán -denominación del Mediterráneo en su parte más occidental- tiene una profundidad media de en torno a los mil metros, y puede superar ampliamente los 2.000 en determinadas zonas.

Gracias a los progresivos avances en materia de ingeniería de gasoductos, en agosto de 2000 la petrolera española **Cepsa** y la argelina **Sonatrach** -la compañía pública que explota los hidrocarburos del país- firmaron un protocolo para retomar el proyecto. Al año siguiente, en febrero de 2001, se constituyó la "Sociedad para el Estudio y Promoción del Gasoducto Argelia-Europa, vía España S.A.", más conocida por el acrónimo Medgaz.

Compañías internacionales líderes en el sector de la energía, como **BP**, **Total**, **Iberdrola**, **Endesa** o **Gaz de France** han formado parte de su accionariado en algún momento. Pero, en la actualidad, el capital social está repartido entre **Sonatrach** (51%) y **Naturgy** (49%). La gasista española comparte un 50% de su participación con el fondo **BlackRock Global Energy & Power Infrastructure Fund**, que actúa como socio financiero.

INVERSIÓN DE MIL MILLONES

Entre 2002 y 2004, Medgaz llevó a cabo diversas campañas marinas. Hasta cinco empresas especializadas en esta materia evaluaron el lecho marino, estudiaron flora y fauna, realizaron sondeos sísmicos y establecieron la forma más adecuada de tender el gasoducto. De este modo se seleccionó la ruta definitiva, partiendo de las tecnologías más avanzadas y respetuosas con el medioambiente. Como consecuencia, el trazado escogido resultó idóneo a la hora de minimizar tanto el impacto ambiental como los riesgos geotécnicos, además de considerar la protección de la flora y fauna marinas, evitar el cruce con obstáculos naturales en el fondo del mar y, en definitiva, garantizar la viabilidad del tendido.

CRONOLOGÍA E HITOS





Las obras de Medgaz dieron comienzo en marzo de 2008. En diciembre de ese mismo año se completó la canalización submarina, y el inicio de las operaciones data de marzo de 2011, con una inversión superior a mil millones de euros y la participación de más de 2.000 operarios y personal técnico en las diversas fases de construcción.

En noviembre de 2019, la compañía anunció su intención de ampliar su capacidad de transporte de gas argelino a España, desde los 8.000 millones de m³ iniciales hasta los 10.000 millones actuales, con una inversión adicional de 68 millones de euros. Para ello ha sido necesario instalar un cuarto turbocompresor en la terminal argelina de Beni Saf, que ha comenzado a operar en febrero de este año.

Medgaz se ha consolidado como una de las vías de suministro más importantes del sistema gasista español. Constituye de hecho la más directa y económica para el aprovisionamiento de gas natural al sur de Europa. Y es una infraestructura clave tanto para la seguridad de suministro en España como para la exportación de gas de Argelia.

El gas natural que transporta Medgaz ha llegado a representar el 25% del que se distribuye en España. Y, de acuerdo con las estadísticas de Enagás ("El sistema gasista español – Informe 2020") su entrada en funcionamiento supuso un punto de inflexión en cuanto al peso relativo del gas natural frente al gas natural licuado en el aprovisionamiento español.

DISTRIBUCIÓN GN/GNL

Así el GN pasó, en el primer año de operación del gasoducto Argelia-España, de un 24% en 2010 a un 34% del total del aprovisionamiento gasista español en 2011. Y se mantuvo ininterrumpidamente por encima del 50% entre 2013 y 2018, con picos del 58% en 2015 y 2016. Bien es cierto que, en los dos últimos años computados, la participación del GN frente al GNL descendió a un 43% en 2019 y a un 37% en 2020.

Hay que tener en cuenta además que Argelia es, con diferencia, el primer suministrador de gas a España. De acuerdo con los datos que proporciona Enagás en su informe anual, en 2020, y a pesar de haber rebajado su participación en casi cuatro puntos porcentuales, el país norteafricano aportó un ➤

*El barco Crawler realizando la última soldadura del gasoducto.
Foto: Medgaz*

ALTERNATIVA AL GAS RUSO EN EUROPA

Uno de los tradicionales problemas de Europa es su dependencia energética. Si exceptuamos los yacimientos de gas y petróleo del mar del Norte, insuficientes para abastecer la región y gestionados además por países extracomunitarios (Noruega y Reino Unido), la UE carece de recursos significativos en materia de hidrocarburos.

Pero el gas solo puede llegar a Europa por dos vías: los gasoductos, que proporcionan seguridad en el suministro a menor coste, pero cuya gestión queda en última instancia en manos del país productor; o los buques metaneros, que transportan gas natural licuado, y que permiten un mercado más abierto, pero a mayores costes. El viejo continente ha optado por dotarse de una densa red de conducciones por tierra, las principales conectadas con yacimientos rusos, pero también con los ubicados en Argelia, Azerbaiyán o Irán.

Rusia suministra en torno al 40% del gas consumido por la Unión Europea (incluyendo al Reino Unido pre-Brexit), y supone la práctica totalidad del que compran los países bálticos, Suecia o Finlandia; más de la mitad para Polonia, Chequia, Eslovaquia o Austria, y alrededor además de un 40% para Alemania, primera potencia económica y demográfica de la Unión.

Las sucesivas crisis diplomáticas y enfrentamientos bélicos entre países de la antigua Unión Soviética, entre los que la guerra de Ucrania no ha sido sino el último ejemplo, han puesto reiteradamente en entredicho la seguridad de suministro. La Unión Europea importa alrededor de 40.000 millones de dólares en gas natural, que representa el 23% de sus importaciones totales de energía. Y aproximadamente el 43% corresponden a Rusia.

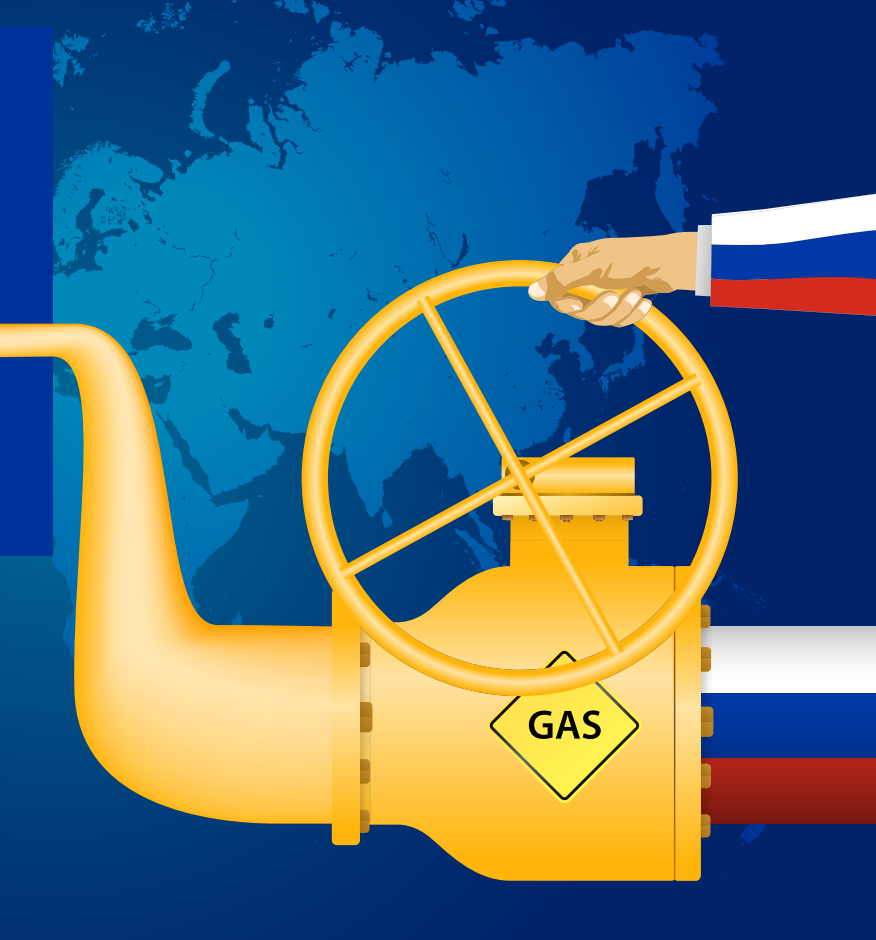
Las tensiones políticas con el gigante del Este condicionan las relaciones diplomáticas y comerciales de los europeos. Por otro lado, los conflictos en Ucrania o Bielorrusia han llevado a



Moscú a buscar vías alternativas para vender su gas en Europa. Primero a través del South Stream, un gasoducto que debía cruzar el Mar Negro, cancelado tras la anexión rusa de Crimea. Y más tarde con una segunda fase del Nord Stream, que cruza el mar Báltico y abastece directamente a Alemania, evitando el paso por las áreas más inestables y conflictivas. El estallido bélico en Ucrania ha paralizado la puesta en marcha de este gasoducto, que significaría duplicar el transporte de gas desde Rusia a Alemania directamente a través del Báltico y que, por tanto, conllevaría un aumento de la dependencia energética de Europa y especialmente, de Alemania, del gas ruso.

El segundo gran suministrador de gas para Europa es Noruega, con alrededor de un tercio de suministro total. Desde las plataformas del mar del Norte, los gasoductos se extienden por el mapa hacia Reino Unido y Países Bajos, desde donde conectan con la red trans-europea de distribución de gas.

En cuanto al gas procedente de Irán y Azerbaiyán a través de Turquía, se trata de una red incompleta, por lo que su participación es aún relativamente pequeña. Grecia (en torno al 14% de su consumo) y Chipre (alrededor del 25%) son los principales



importadores por esta vía. Las sanciones a Irán, las crecientes disputas con Turquía y la mencionada cancelación del South Stream han paralizado de momento los gasoductos diseñados para llegar a Italia y Europa central a través de los Balcanes.

Argelia es el tercer suministrador de gas a la UE, y el principal para países como España, Portugal, Italia o Francia. Las rivalidades entre Argelia y Marruecos han llevado al cierre del llamado gasoducto del Magreb, que enviaba gas desde los yacimientos argelinos por vía terrestre, con el único obstáculo marino del estrecho de Gibraltar. Pero esto implicaba el tránsito por territorio marroquí, y las recientes tensiones diplomáticas entre ambos vecinos del norte de África han cegado esta vía y potenciado Medgaz, por un lado, y la exportación por vía marítima a través de buques metaneros.

En definitiva, tanto Nord Stream para el caso del gas ruso como Medgaz para el argelino constituyen alternativas más que interesantes: enlaces directos entre productor y consumidor final, que evitan el paso por zonas conflictivas y hacen llegar el gas natural con seguridad y con un coste de transporte más reducido que el que ofrece la alternativa del transporte marítimo.

➤ 29,05% de las importaciones españolas. Y el segundo (los Estados Unidos) representó prácticamente la mitad (15,87%).

Ya en junio de 2005, antes de iniciarse su construcción, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio concedió la calificación "tipo A" a Medgaz, al considerar que se trataba de un proyecto esencialmente positivo para el sistema gasista.

Pero no hay que olvidar que Medgaz es también un proyecto estratégico para el conjunto de Europa, en tanto en cuanto mejora la seguridad de suministro, amplía la competencia en el mercado interior y contribuye positivamente a los objetivos del Protocolo de Kioto. De hecho, y a propuesta de la Comisión Europea, la Unión Europea aportó dos millones de euros para la puesta en marcha del proyecto, en el marco de las Redes Trans-europeas de Energía (TEN-E), por considerarse uno de los proyectos más importantes para la seguridad de suministro y la diversificación energética de Europa.

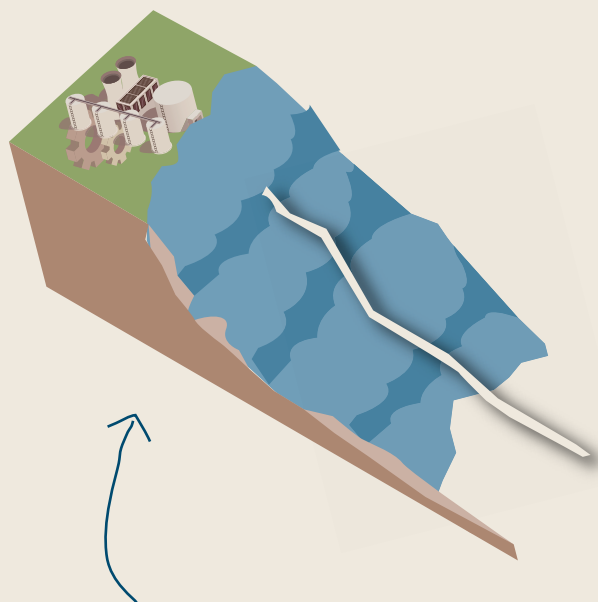
La vida útil técnica esperada del gasoducto supera los 50 años, por lo que está planificada para cubrir las demandas de gas natural a largo plazo. Cabe incluso la posibilidad de incrementar aún más su capacidad mediante la construcción de un gasoducto paralelo, si la futura demanda lo requiriese.

Medgaz, cuya sede social se encuentra en Almería, obtuvo en 2020 un beneficio de más de 100 millones de euros y actualmente da trabajo a 43 personas que desarrollan su labor en la terminal de recepción, sus oficinas y la sala de control situadas en la localidad andaluza. El consorcio ha colaborado con la Autoridad Portuaria y la Universidad de Almería en el desarrollo de un programa de gestión ambiental, con el fin de mejorar la calidad del aire y del agua en la zona del Puerto de Almería y el Alquíán-Cabo de Gata. ■

MEDGAZ

FICHA TÉCNICA

- **CAPACIDAD:** 8 bcm/año (8.000 millones de m³/año) hasta febrero de 2022. Desde esta fecha, 10 bcm/año
- **LONGITUD:** 210 km.
- **PROFUNDIDAD MÁXIMA:** 2.165 metros.
- **CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA:**
 1. Diámetro de 24 pulgadas (con revestimiento de hormigón en zonas de poca profundidad).
 2. Longitud de cada tubo: 12 metros
 3. Revestimiento tricapa con resinas epoxídicas contra la corrosión, material adhesivo para fijar el revestimiento y polipropileno como protección frente a golpes y rozaduras
 4. Soldadura mediante arco eléctrico, y refuerzo de las juntas con dos capas de propileno y epoxy
- **DISPOSICIÓN:** el gasoducto queda tendido sobre el lecho marino, salvo en las zonas más cercanas a la costa, donde se entierra para protegerlo del tráfico marítimo u otros factores externos.
- **MÉTODO DE CONSTRUCCIÓN:** tendido en J (los tubos, soldados previamente en tramos de 50 metros, se unen e instalan en posición vertical, adoptando una forma de J hasta su llegada al fondo marino).
- **VELOCIDAD DE CONSTRUCCIÓN:** 3 kilómetros de tubería al día.
- **ESTACIÓN DE COMPRESIÓN (BENI SAF):** el gas llega a una presión de 45 barg, que se incrementa hasta 220 barg antes de su inyección en el gasoducto submarino.
- **TERMINAL DE RECEPCIÓN DE ALMERÍA:** el gas llega a una presión de 90 barg, que se reduce hasta 80 antes de la entrega al transportista del sistema gasista español y la inyección en la línea Almería-Lorca-Albacete.
- **EMPLEO:** Más de 2.000 personas participaron en la fase de construcción, y 100 en la fase de operación.



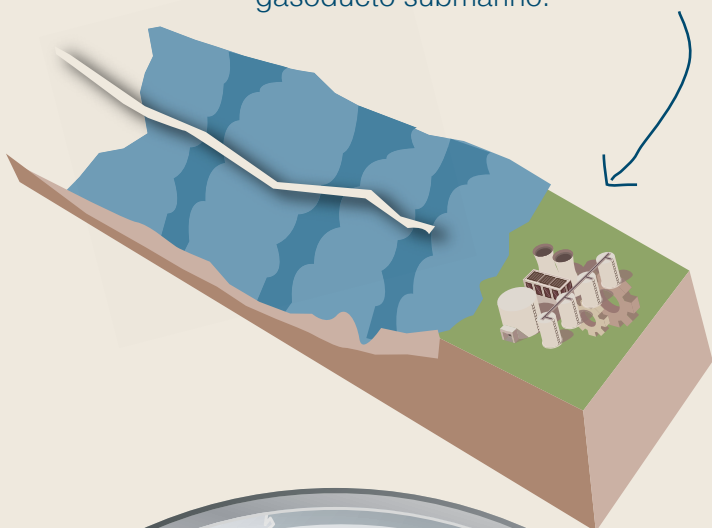
Llegada a la terminal de recepción (Almería)

El gas natural llega a una presión de **90 barg**. Las condiciones de entrega especificadas por el transportista del sistema gasista español son **80 barg** de presión y temperatura por encima de 0°C.

- G. ENAGAS
- G. Terrestre argelino
- ◆ Terminal Recepción
- ▲ Estación Compresión
- G. MEDGAZ

Estación de compresión (Beni Saf)

El gas natural llega a la estación a una presión de **45 barg**. En Beni Saf se incrementa la presión a un máximo de **220 barg** y se inyecta el gas en el gasoducto submarino.



MÁS DE MEDIO SIGLO DE TRAYECTORIA PARA EL APROVISIONAMIENTO GASÍSTICO ESPAÑOL

La planta de regasificación de Barcelona empezó a recibir aprovisionamientos de gas natural licuado (GNL) procedente de Libia en febrero de 1969, coincidiendo con la introducción de esta fuente de energía para el área metropolitana de la ciudad condal. Argelia inició en 1974 el suministro de GNL a esta misma planta.

La crisis de comienzos de los años 80 retrasó el desarrollo de infraestructuras gasistas y obligó a renegociar los contratos de suministro de GNL a largo plazo. En 1985 se firmó el "Protocolo del Gas", para impulsar el consumo de este combustible y contribuir al desarrollo de un sector gasista potente en España.

Entre 1985 y 1993 se sumaron dos nuevas plantas de regasificación construidas en Huelva y Cartagena, puntos de suministro que se complementaban con la limitada producción de gas de los yacimientos de Serrablo y Gaviota, hoy agotados y convertidos en almacenamientos subterráneos.

En 1993 se inauguró la primera conexión internacional del sistema gasista español en Larrau (sur de Francia, cerca de su frontera con Navarra), a través de la cual se importa gas europeo, procedente fundamentalmente de Noruega.

En 1996, entró en operación el gasoducto del Magreb, por el que se ha venido importando directamente gas argelino durante más de dos décadas, a través del estrecho de Gibraltar.

Medgaz comenzó a operar en 2011 como complemento, pero desde finales de 2021 se ha convertido en alternativa, dado que la vía marroquí ha sido clausurada por iniciativa de Argelia, sin que existan de momento expectativas de una pronta reapertura.