

REPORTS DE INTELIGENCIA ECONÓMICA Y RELACIONES
INTERNACIONALES

Viabilidad del posicionamiento de España como *hub* gasístico en el Mediterráneo occidental

Sara-Feng López Martínez

¿Qué palancas diplomáticas son diferenciales y qué actores las controlan en la competencia de España frente a Italia como hub gasístico en el horizonte 2026-2030? La prohibición de la Unión Europea (UE) del gas ruso ha reconfigurado drásticamente el modelo energético europeo: de una lógica este-oeste, a una radial en la que los países de los extremos cobran importancia estratégica. Esto ha desencadenado una carrera por el posicionamiento en la seguridad de la energía.

Escuela de Inteligencia Económica y Relaciones Internacionales





Título: *Viabilidad del posicionamiento de España como hub gasístico en el Mediterráneo occidental*

Autor: Sara-Feng López Martínez ¹

Volumen nº: 24. **Páginas:** 1-29

Fecha: 4 de julio de 2026

ISSN 2660-7352

Reports de Inteligencia Económica y Relaciones Internacionales

Editor jefe: Ángel Rodríguez García-Brazales

Coordinador: Jesús Gil Fuensanta

Editada por la:

Escuela de Inteligencia Económica y Relaciones Internacionales

Universidad Autónoma de Madrid

Campus de Cantoblanco

C/. Francisco Tomás y Valiente, nº 5, Módulo 10, despacho 303

28049 MADRID (SPAIN)

¹ Contacto: López Martínez, Sara-Feng. Escuela de Inteligencia Económica y Relaciones Internacionales. Universidad Autónoma de Madrid. E-mail: sarafenglopez@gmail.com

Contenidos

Glosario	iv
Resumen ejecutivo	1
1. Introducción	1
2. Metodología	4
3. Caracterización del sistema	4
3.1. Panorama energético	4
3.1.1. Proveedor Argelia	4
3.1.2. Aspirantes a <i>Hub</i> gasístico: España e Italia	6
3.1.2.1. España	6
3.1.2.2. Italia	8
3.1.3. Actores del entorno	9
3.1.3.1. Francia	9
3.1.3.2. Alemania	10
3.1.3.3. Portugal	10
3.1.3.4. Marruecos	10
3.2. Infraestructura clave	11
4. Análisis	13
4.1. Identificación de palancas diplomáticas	13
4.1.1. Clasificación de variables	13
4.2. Actores que controlan las palancas diplomáticas	14
4.3. Posicionamiento de España	16
4.3.1. Diagnóstico	16
4.3.2. Estrategias	16
5. Conclusiones	17
6. Referencias	18
7. Anexos	22
7.1. Anexo 1. Perfiles energéticos	22
7.1.1. España	22
7.1.2. Italia	23
7.1.3. Argelia	24
7.1.4. Francia	25
7.2. Anexo 2. Infraestructura gasística clave: flujo y capacidad	26
7.3. Anexo 3. Variables del sistema	27
7.4. Anexo 4. Matriz de influencias directas	29

Glosario:

BCM (*billion cubic meters*): unidad de medida de gas, equivale a mil millones de metros cúbicos (1 bcm = 1.000.000.000 m³). Como referencia energética, 1 bcm = 10,8 TWh de gas natural (aproximadamente, según poder calorífico).

Estado rentista (contrato social): modelo en el que el Estado financia subsidios, empleo público y transferencias con la renta de un recurso (ej. hidrocarburos), a cambio de estabilidad social.

Evacuación y recepción de gas: las dos funciones inversas de un sistema gasístico. Recepción es la capacidad de introducir gas en el sistema, por gasoducto de importación o por regasificación de GNL. Evacuación es la capacidad de sacarlo hacia terceros países, por gasoducto de exportación o reexportación de GNL.

Fijación marginalista: mecanismo del mercado eléctrico europeo de formación de precios. La última central necesaria para cubrir la demanda fija el precio mayorista de toda la electricidad (renovable, nuclear, gas).

Flaring (quema en antorcha): combustión controlada del gas asociado a la extracción de petróleo cuando no existe infraestructura para captarlo o no resulta rentable hacerlo.

Flujo inverso: operación de un gasoducto en sentido contrario al de su diseño original.

FSRU (*Floating Storage and Regasification Unit*): buque-terminal que almacena GNL y lo regasifica a bordo para inyectarlo en la red en tierra. Permite levantar capacidad de regasificación con rapidez y sin obra fija pesada.

Gas Natural Licuado (GNL): gas natural enfriado a -162 °C hasta estado líquido, lo que reduce su volumen unas 600 veces y permite transportarlo por barco. Aporta flexibilidad y diversificación de origen, a costa de exposición al precio internacional y de necesitar terminales de regasificación.

Hidrógeno (verde y rosa): hidrógeno clasificado por su origen energético. Verde, producido por electrólisis con electricidad renovable; rosa, por electrólisis con electricidad nuclear.

Hueco térmico: parte de la demanda que queda por cubrir tras la producción renovable, nuclear e hidráulica. Suele cubrirse con hidrocarburos.

Hub gasístico: nudo donde confluye gas de varios orígenes, se almacena y se redistribuye. Se debe distinguir el *hub* físico (tránsito y redistribución de gas) del *hub* de precio (plaza de negociación donde se forma una referencia, como el TTF). No todos los *hubs* físicos son necesariamente *hubs* de referencia de precios y viceversa.

Isla energética: situación de un país con escasa o nula interconexión con sus vecinos, que le impide importar o exportar energía con normalidad.

Mercado *spot* del GNL: compraventa de cargamentos para entrega inmediata o muy próxima, a precio del momento, sin contrato de suministro a largo plazo.

MIBGAS: mercado organizado mayorista de gas natural de la Península Ibérica, compartido por España y Portugal.

Producción *equity*: volumen de gas o petróleo que una compañía obtiene como propio en virtud de su participación en el yacimiento, no por compra.

Proyectos de Interés Común (PCI): infraestructuras transfronterizas prioritarias designadas por la Comisión Europea, que gozan de tramitación administrativa acelerada y son requisito para acceder a financiación de la UE (vía CEF). Desde la revisión del Reglamento TEN-E en 2022, el gas natural fósil dejó de ser elegible: solo lo son electricidad, hidrógeno, electrolizadores, gases renovables o bajos en carbono y CO₂.

REPowerEU: plan de la Comisión Europea (mayo de 2022) para poner fin a la dependencia de la UE de los combustibles fósiles rusos antes de 2030 mediante ahorro, diversificación del suministro y aceleración de las renovables.

Shale gas (gas de esquisto): gas atrapado en roca madre de baja permeabilidad, cuya extracción requiere fracturación hidráulica (*fracking*).

Ship-or-pay: cláusula que obliga a pagar la capacidad de transporte reservada, se utilice o no.

Take-or-pay: cláusula que obliga al comprador a pagar un volumen mínimo contratado lo consuma o no.

TTF (Title Transfer Facility): *hub* virtual neerlandés que funciona como precio de referencia del gas en Europa.

Upstream y Downstream: fases diferenciadas de la cadena del gas. *Upstream* es la fase de exploración y producción; *downstream* es la fase de tratamiento, transporte, regasificación, distribución y comercialización.

Resumen ejecutivo

¿Qué palancas diplomáticas son diferenciales y qué actores las controlan en la competencia de España frente a Italia como *hub* gasístico en el horizonte 2026-2030? La prohibición de la Unión Europea (UE) del gas ruso ha reconfigurado drásticamente el modelo energético europeo: de una lógica este-oeste, a una radial en la que los países de los extremos cobran importancia estratégica. Esto ha desencadenado una carrera por el posicionamiento en la seguridad de la energía. En la búsqueda de proveedores alternativos, Argelia aparece como socio fiable, emergiendo una competencia entre España e Italia por posicionarse como *hub* gasístico de tránsito hacia Centroeuropa. Si bien esta función no se decide en la dimensión física, sino en la político-diplomática. Esta es la conclusión central de un análisis estructural MICMAC², complementado con *competitor profiles* y un DAFO/CAME³ en el horizonte 2030.

Ambos aspirantes cuentan con infraestructura desarrollada infrautilizada y sus empresas gasísticas contratos con Sonatrach. Sin embargo, la clave la tiene Argelia, que tiene la última palabra sobre cuánto exporta y a quién; pero a la vez enfrenta sus propios desafíos como el agotamiento de yacimientos y la creciente demanda interna que limitan su potencial exportador. Consciente de esto, Italia ha intensificado sus relaciones bilaterales con Argelia bajo el Plan Mattei, y colabora en el *upstream* a través de Eni. Esto le otorga una ventaja negociadora frente a España, que a pesar de su fortaleza de GNL en regasificación y *bunkering*, no ha logrado materializar su influencia. En gran medida, se debe al bloqueo que ejerce Francia sobre su capacidad de evacuación, protegiendo su modelo nuclear y rol exportador. Las relaciones con Marruecos también tensionan el vínculo con Argelia, que están en recomposición tras la crisis diplomática de 2022. La fecha clave es 2027, en la que coinciden la renegociación de contratos de Sonatrach, el pico de producción exportable argelino y una crisis de suministro de GNL.

España no puede ganar la batalla por gasoducto en el horizonte 2030. Su apuesta debe buscar un nicho en el que se diferencie, como la redistribución marítima de GNL o el corredor de hidrógeno a largo plazo. Al final, la UE no deja de ser una coalición de Estados que priorizan sus propios intereses; el reto para España es encontrar las palancas transaccionales, directas o indirectas, que le permitan superar el bloqueo estructural y proyectar influencia en el sistema.

Palabras clave: *Hub* gasístico, Seguridad energética, Competencia España-Italia, Sonatrach, Palancas diplomáticas

1. Introducción

A raíz de la invasión rusa de Ucrania en 2022, se ha producido un cambio de paradigma en el panorama energético del gas en Europa. Entre las respuestas europeas destaca el Plan “REPowerEU”, propuesto por la Comisión. En él se comunica la decisión de eliminar gradualmente las importaciones de combustibles fósiles rusos, optando por el ahorro energético, la diversificación del suministro y la producción de energía limpia. Si bien reconoce el gas como energía de transición hasta 2030.⁴

Esto ha provocado una transición en el mercado del gas: de un modelo lineal de este a oeste a través de gasoductos, a un modelo radial vía gas natural licuado (GNL) que entra por los puertos y se

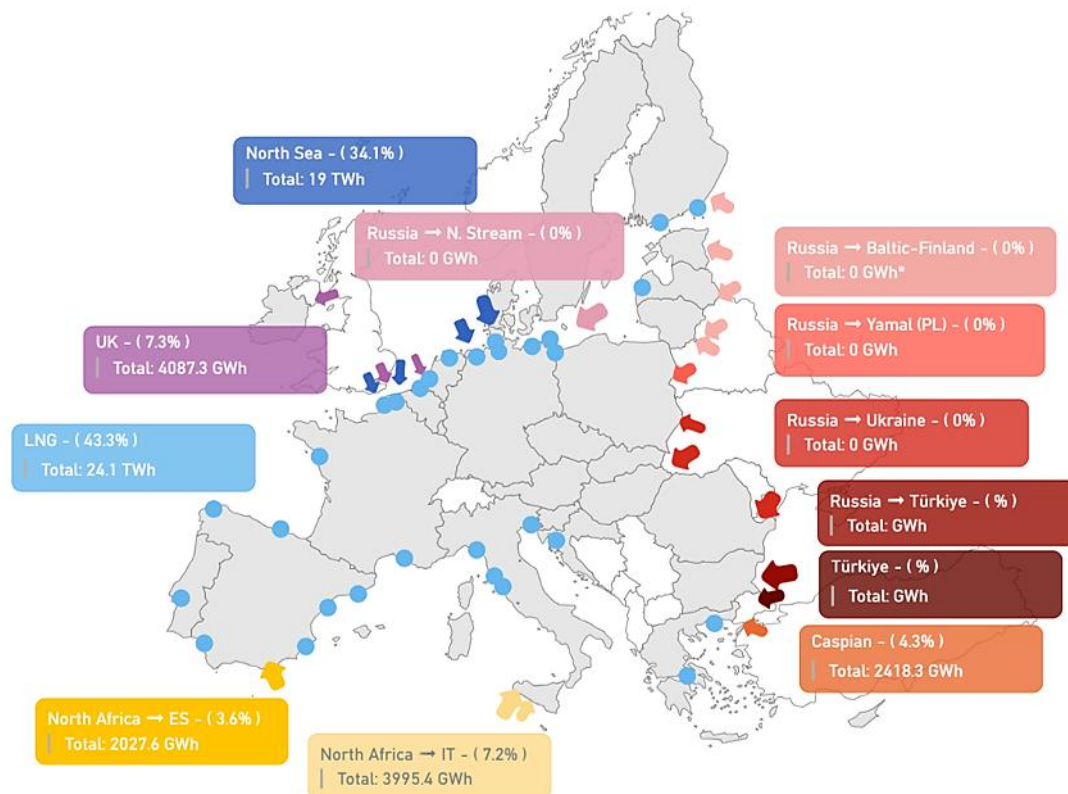
² El **análisis MICMAC** (Matriz de Impactos Cruzados Multiplicación Aplicada a una Clasificación) es una técnica de prospectiva estratégica diseñada para identificar las variables clave que condicionan la evolución de un sistema (una empresa, un mercado o un territorio), evaluando cómo se influyen. (Resumen IA)

³ El **análisis DAFO** (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) es una herramienta de diagnóstico estratégico que evalúa la posición de un actor cruzando sus factores internos (lo que controla) con los externos (lo que el entorno le impone). El **CAME** (Corregir, Afrontar, Mantener, Explotar) es su prolongación operativa, traduciendo cada cuadrante en líneas de acción, convirtiendo el diagnóstico en estrategia. (Resumen IA)

⁴ Comisión Europea (18/05/2022). *REPowerEU*. Comisión Europea.

distribuye hacia el centro (véase Figura 1). Dicho modelo dota al sistema de mayor flexibilidad, pero también conlleva una serie de dificultades, ya que se trata de un mercado muy concentrado en Asia, cuyos precios se determinan en el inestable mercado *spot* y que requiere una infraestructura especializada y costosa (licuefacción, regasificación y transporte).⁵

Figura 1: Rutas de importación de gas en Europa (2026)



Fuente: *Security of EU gas supply dashboard* ([Joint Research Centre – JRC](#)).

No obstante, a pesar de los esfuerzos, la dependencia energética del gas persiste en la Unión Europea (UE). La demanda en 2025 se situó en 325 bcm, un 9% por encima del objetivo proyectado por REPowerEU. Esto interrumpe la tendencia a la baja tras el descenso del 20% registrado entre 2021 y 2023, y genera dudas sobre la neutralidad climática prevista para 2050. Por otra parte, aunque los flujos por la red de gasoductos se han recortado un 41%, las importaciones de GNL han crecido un 25% en el periodo 2021-2025. Lo que ha experimentado un cambio radical es la estructura de los proveedores: de una cuasi-hegemonía rusa a un mix liderado por Noruega y Estados Unidos (EE. UU.) (véase Figura 2 y Tabla 1).⁶

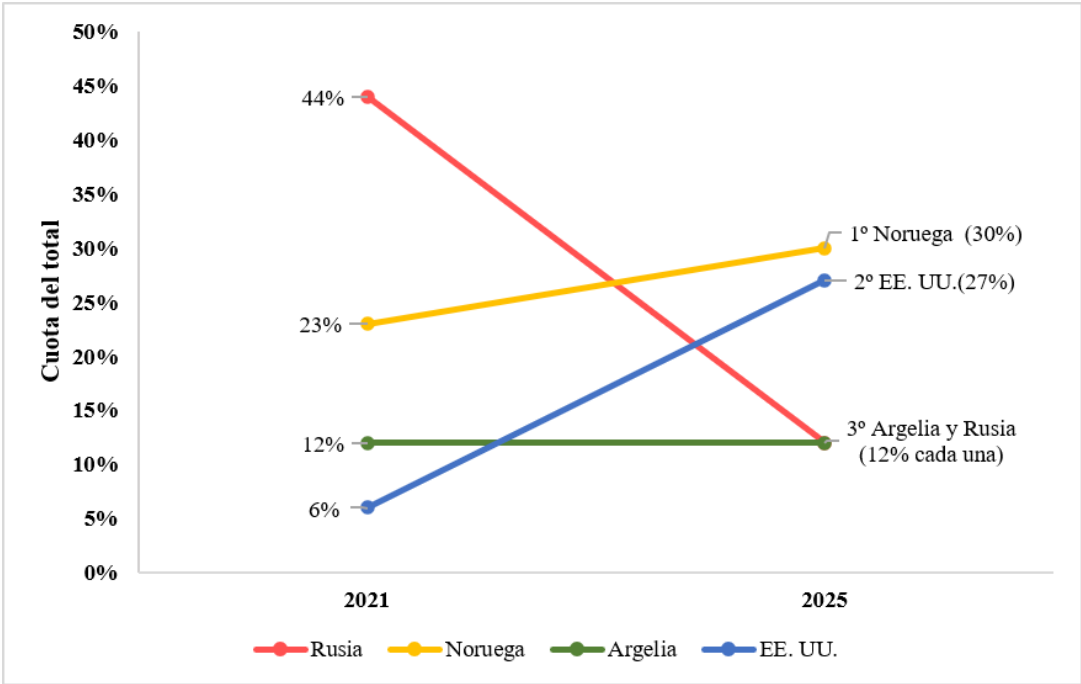
En consecuencia, los *hubs* gasísticos de tránsito ya no son los países centroeuropeos como Austria o Eslovaquia, sino que han emergido otros, entre los que destacan: desde el norte, Reino Unido; desde el este, Turquía; desde el oeste, Francia; y desde el sur, España e Italia, enfrentadas en una competencia. La posición como *hub* conlleva una serie de ventajas: influencia sobre los precios regionales, capacidad de negociación geopolítica, ingresos derivados de las tarifas de tránsito e inversión compartida en infraestructura asociada.⁷

⁵ Heather, P. y Sharples, J. (17/04/2026). *From 'En Route' to 'End of the Line': The Impact of Changing Gas Flow on Hub Price Differentials in Central Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies.

⁶ Jaller-Marakewicz et al. (05/2026). *EU Gas Flows Tracker*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis.

⁷ Heather y Sharples, *op. cit.*

Figura 2: Ranking de proveedores de gas a la UE (2021 vs. 2025)



Fuente: *EU Gas Flows Tracker* (IEEFA).

Tabla 1: Suministro de gas a la UE por tipo y origen (2025)

Gaseoducto	GNL
Noruega (54%)	EE. UU. (58%)
Argelia (18%)	Rusia (16%)
Rusia (11%)	Catar (12%)

Fuente: *EU Gas Flows Tracker* (IEEFA).

En consecuencia, los *hubs* gasísticos de tránsito ya no son los países centroeuropeos como Austria o Eslovaquia, sino que han emergido otros, entre los que destacan: desde el norte, Reino Unido; desde el este, Turquía; desde el oeste, Francia; y desde el sur, España e Italia, enfrentadas en una competencia. La posición como *hub* conlleva una serie de ventajas: influencia sobre los precios regionales, capacidad de negociación geopolítica, ingresos derivados de las tarifas de tránsito e inversión compartida en infraestructura asociada.⁸

Esta reconfiguración de poder adquiere especial relevancia a la luz de la creciente centralidad de la seguridad energética en la agenda europea, que parecía garantizada, pero que los shocks geopolíticos como las guerras de Ucrania o Irán han convertido en una fuente de volatilidad estructural.

En este nuevo equilibrio, España tiene potencial para convertirse en un polo estratégico a escala europea: dispone de una posición geográfica privilegiada al conectar ambas orillas del Mediterráneo y una infraestructura desarrollada, con acceso directo por gasoducto a Argelia y gran capacidad de regasificación. Sin embargo, esta ventaja está condicionada por una limitación estructural, pues su escasa capacidad de interconexión gasística con Francia le impide posicionarse como corredor de tránsito hacia el resto de Europa. En contraposición, Italia dispone de salidas directas para redirigir el gas argelino hacia Centroeuropa, aunque presenta un alto consumo interno y una elevada dependencia del gas. En esta tensión se inscribe la competencia hispano-italiana. Visto de esta forma, el planteamiento clave

⁸ Heather y Sharples, *op. cit.*

sería, ¿cuál es la viabilidad del posicionamiento de España como *hub* gasístico en el Mediterráneo occidental? y por tanto, ¿qué palancas diplomáticas serían diferenciales, y qué actores las controlarían en la competencia de España frente a Italia en el horizonte 2026-2030?

Por tanto, el presente estudio aborda qué determinará el éxito o fracaso en la competencia por posicionarse como *hub* gasístico europeo del Mediterráneo occidental, centrándose en cuáles son las palancas diplomáticas son diferenciales y qué actores las controlan.

2. Metodología

El trabajo se ha desarrollado en dos fases, una documental y otra analítica.

La *primera*, documental, ha consistido en una caracterización del sistema. Para ello se ha revisado el panorama energético de los actores implicados en la competencia por el posicionamiento como *hub* gasístico de referencia en el Mediterráneo occidental: Argelia como proveedor, España e Italia como aspirantes a *hub*, y Francia, Alemania, Portugal y Marruecos como actores del entorno (con diferentes roles). De cada uno se ha examinado su mix energético y el peso que ocupa el gas en él⁹. Además, en el caso de los aspirantes se han estudiado sus relaciones políticas con Argelia y económicas con Sonatrach (empresa de hidrocarburos argelina); y en el de los actores del entorno, los vínculos que mantienen con dichos aspirantes. Asimismo, se ha completado el estudio con la revisión de la infraestructura clave, tanto la asociada a los gasoductos como la vinculada al GNL.¹⁰

La *segunda* fase, analítica, parte de dicha documentación. Primero se han determinado las variables y los actores que conforman el sistema, elaborando un *competitor profile* de los mismos (Anexo 1). Luego, se han analizado las interdependencias entre las variables mediante un análisis estructural MICMAC, que permite jerarquizarlas según su grado de influencia y dependencia. Se clasifican en 6 grupos: autónomas, reguladoras, determinantes, clave, resultado, y potenciales. Con ello, se han seleccionado las palancas que gobiernan el sistema frente a las que son un resultado de este. Después, se han identificado los actores que controlan cada una de ellas, y se ha elaborado un sociograma de influencias. Finalmente, sobre esa base, se ha llevado a cabo un análisis DAFO/CAME para evaluar el posicionamiento de España en el sistema. Del cruce de los atributos emergen posibles estrategias para corregir debilidades, afrontar amenazas, mantener fortalezas y explorar oportunidades.

3. Caracterización del sistema

3.1. Panorama energético

3.1.1. Proveedor: Argelia

En el contexto geopolítico, Argelia emerge como un socio estratégico para la UE por su proximidad geográfica, su estabilidad relativa y su fiabilidad como proveedor; aunque enfrenta un dilema crucial a medida que su capacidad de exportación se estrecha.

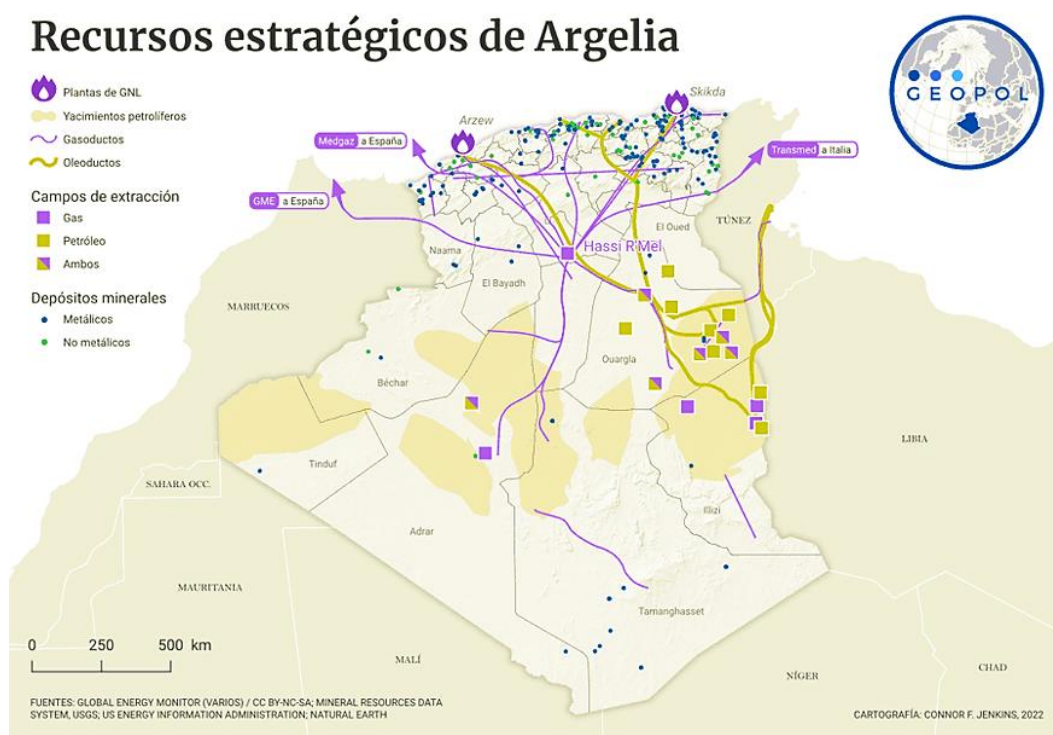
⁹ Datos de la International Energy Agency (IEA).

¹⁰ Datos de Gas Infrastructure Europe (GIE) y European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG).

Cuenta con una de las diez mayores reservas probadas de gas natural (4.500 bcm), a las que se suma un enorme potencial de *shale* (gas de esquisto) aún sin explotar, las terceras mundiales (20.000 bcm). Sus yacimientos se concentran en el sur del país, siendo Hassi R'Mel el principal, que representa cerca de la mitad de la producción. En la Figura 3 se puede ver la distribución de los recursos estratégicos argelinos.¹¹

Este gas lo exporta por una doble vía: (1) dos gasoductos operativos (capacidad 49 bcm/año), con conexión a España (Medgaz) y a Italia (TransMed), además del Magreb-Europa (GME), que opera en flujo inverso España-Marruecos desde junio de 2022; y (2) GNL gracias a las dos plantas de licuefacción en Arzew y Skikda (capacidad de 34 bcm/año).¹² Según la IEA, en 2025 exportó: 9,7 bcm a España y 20 bcm a Italia por gasoducto, así como 13 bcm en GNL adicionales a múltiples mercados.

Figura 3: Mapa de recursos estratégicos de Argelia



Fuente: Geopol 21.

Sin embargo, esta posición se asienta sobre una estructura económica frágil y poco diversificada. Desde su independencia en 1962, Argelia ha cimentado su desarrollo en la renta del gas y petróleo. Este modelo permitió un crecimiento notable del país, pero fue a costa de una dependencia casi absoluta: los hidrocarburos representan en la actualidad el 30% del PIB nominal, el 50% de los ingresos del Estado y el 90% de las exportaciones.¹³ También sostienen el contrato social, donde el paquete de transferencias y subsidios alcanzó los 46.000 millones de dólares en 2025 (en torno al 15% del PIB).¹⁴

Esa misma dependencia es hoy su principal vulnerabilidad, puesto que su capacidad exportadora se erosiona por tres frentes: (1) una *eficiencia lastrada* por un declive de los yacimientos maduros y una infraestructura envejecida; (2) una *pérdida de parte del gas exportable por flaring*, que en 2023 supuso un 8% de su producción; y (3) un *consumo interno en auge*, que ya reclama el 55% de la producción y crece de forma sostenida en un 4% anual. Esto se debe a un mix energético basado en hidrocarburos (99%) y

¹¹ Energy Information Administration. (25/03/2019). *Country Analysis: Algeria*. U.S. EIA.

¹² Moral, P. (19/10/2017). *Argelia y el desafío energético de Europa*. El Orden Mundial.

¹³ Escribano, G. (17/03/2025). *Another round of Algerian gas for Europe*. Real Instituto Elcano.

¹⁴ Idir, A. (30/04/2026). *Subventions en Algérie: Tebboune maintient le cap*. Tout sur l'Algérie (TSA).

un elevado consumo residencial, disparado por el aumento poblacional y las subvenciones (coste de menos de 0,01 €/kWh).¹⁵

El resultado es una paradoja: la producción anual ronda los 100 bcm y podría alcanzar los 120 bcm en 2027 (su pico estimado), pero las exportaciones efectivas han caído de 55 bcm (2010) a 43 bcm (2025).¹⁶

Consciente del estrechamiento, Argelia ha desplegado una batería de medidas, aunque no están exentas de contrapartidas. Entre ellas se incluyen: inversión interna en exploración y producción de 60.000 M\$ hasta 2030¹⁷, apertura a capital extranjero mediante rondas de licitación en 2024 y 2026¹⁸, despliegue renovable para cubrir el 30% de la generación eléctrica en 2030¹⁹, evaluación de explotación de *shale gas* con Exxon o Chevron²⁰, reducción del *flaring*²¹ o tránsito de gas nigeriano con la construcción del gasoducto Transahariano.²²

Esta combinación de reservas abundantes y capacidad exportadora menguante define a Argelia como un proveedor de fiabilidad estructuralmente decreciente a largo plazo. Pero el riesgo no es solo geológico, sino también político. Sonatrach opera como un instrumento de la política exterior argelina, en 2022 lo evidenció con España e Italia: amenazó con revisar al alza los precios a Naturgy e incumplió la subida de suministro a Eni vendiendo el gas adicional en el mercado *spot*.²³ El gas argelino, en suma, no es solo un recurso: es una palanca, y su titular ha demostrado estar dispuesto a accionarla.

3.1.2. Aspirantes a Hub gasístico: España e Italia

3.1.2.1. España

España es un aspirante dotado de gran potencial: cuenta con la mayor capacidad de recepción de GNL de la UE y acceso directo por gasoducto a Argelia. Sin embargo, tiene un defecto estructural: apenas puede evacuar gas hacia el norte. Esta asimetría genera una paradoja en su posicionamiento como *hub* de tránsito.

España es un país relativamente diversificado, pues su mix energético integra hidrocarburos, nuclear y renovables. Sin embargo, tiene una dependencia energética del 68,4%, susceptible de empeorar si se materializa el cierre previsto de las centrales nucleares.²⁴ El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima²⁵ es su hoja de ruta para la transición: fija 2030 como objetivo de cara a reducir la dependencia energética al 50%, con las renovables en un 48% del consumo final de energía (hoy en torno al 10%).²⁶

¹⁵ García-Amate, A. (13/05/2026). *Argelia, unos de los grandes beneficiados por la inestabilidad geopolítica*. El periódico de la energía.

¹⁶ Cullen, L. et al. (18/09/2024). *What next for Algeria's burgeoning gas market?* Wood Mackenzie.

¹⁷ Algiers Brief (07/02/2026). *Sonatrach Approves \$60 Billion Five-Year Plan, Largest in Company History*. Algiers Brief.

¹⁸ JPT Staff (25/04/2026). *Algeria Offers 24 Saharian Oil and Gas Blocks in 2026 Bid Round*. Journal of Petroleum Technology.

¹⁹ Fakir, I. (12/2024). *North Africa's Power Shift: Renewable Energy Development and Energy Security*. Middle East Institute.

²⁰ Salam, R. (22/05/2026). *Europe eyes Algeria's shale gas amid supply crisis*. Al Majalla.

²¹ Ghilès, F. (01/2026). *A tale of two gas suppliers to Europe: Algeria and Libya*. Barcelona Centre for International Affairs.

²² Sonatrach (04/06/2026). *TSGP Project Official launch of the construction works of the Algerian segment of TSGP Trans-Saharan gas pipeline*. Sonatrach.

²³ Redacción El Periódico de la Energía (02/04/2022). *La argelina Sonatrach amenaza a Naturgy con subirle el precio del contrato de gas hacia España*. El periódico de la energía.

²⁴ Salido, R. (06/05/2026). *El Parlamento Europeo insta a España a reconsiderar el cierre de Almaraz por su impacto energético*. Euronews.

²⁵ MITECO (24/09/2024). *Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

²⁶ Endesa (19/03/2026). *¿España depende del exterior para cubrir la demanda de electricidad?* Endesa.

Capacidad gasística:

Con relación a la infraestructura gasística, España cuenta con cuatro conexiones por gasoducto: Medgaz (Argelia), GME (Marruecos²⁷), VIP Ibérico (Portugal) y VIP Pirineos (Francia). La capacidad de importación por gasoducto es de 11,1 bcm vía Medgaz, a los que se sumaban los 12 bcm del GME (hoy sin uso en sentido entrante). Frente a la capacidad de entrada, la única vía de exportación hacia Europa es el VIP Pirineos, aprovechado solo al 14% (en 2025 1,04 bcm sobre un máximo de 7,45 bcm).

Por otra parte, dispone de seis terminales de GNL -Bilbao, Huelva, Barcelona, Cartagena, Sagunto y Mugaros- más El Musel, que funciona como centro de descarga, almacenamiento y recarga de buques. La capacidad conjunta es de 65,3 bcm/año que está infrautilizada en torno al 29%. En almacenamiento, sus cuatro instalaciones subterráneas suman 35 TWh, una capacidad reducida que compensa con tanques y regasificación rápida, siendo dependiente de la disponibilidad de cargamentos (datos GIE).

En conjunto, España importa 19 bcm de GNL (66%) y 9,7 bcm por gasoducto (34%), y cuenta con la cesta de proveedores más diversificada de Europa, con 16 orígenes. En 2025, Argelia fue el primer proveedor (38,5%), seguida de EE. UU. (30%) y Rusia (11,4%, que se espera desaparezca con el veto europeo de 2027). Sin embargo, solo exporta 1,9 bcm a Marruecos y Francia (datos IEA, 2025).

A futuro, la principal apuesta de España para superar su aislamiento es el corredor H2Med (BarMar), entre Barcelona y Marsella con capacidad de 2 Mt/año y apoyo europeo (PCI/CFE). Pero arrastra dos limitaciones: es infraestructura nueva para 2032 y se vetó para transportar gas, utilizándose únicamente para H2 (verde ibérico y rosa francés).²⁸

Relaciones bilaterales con Argelia:

Argelia y España han sido socios preferentes durante décadas, en una relación entre iguales construida en torno al suministro de gas y la cooperación política. Esto fue especialmente significativo para Argelia, dado su traumático pasado colonial con Francia. No en vano, el comercio bilateral alcanza casi 8.500 M€, más de 100 empresas españolas operan en Argelia (con inversión en hidrocarburos, alimentación, cerámica e industria)²⁹ y las exportaciones de España a Argelia ascienden a 2.133 M€ (2025).³⁰

Sin embargo, el vínculo se ha tensado por la relación española con Marruecos. Tras los distintos incidentes migratorios en Ceuta (2021) y de espionaje (Pegasus), España dio un giro diplomático en la cuestión del Sáhara Occidental (2022). Como respuesta, Argelia cortó las relaciones diplomáticas y comerciales, y suspendió el Tratado de Amistad, Buena Vecindad y Cooperación de 2002. Desde marzo de 2026 se observa un intento de normalización y reactivación de las relaciones bilaterales, como demuestra la reunión de José M. Albares (ministro de Asuntos Exteriores) con sus homólogos Ahmed Attaf y Mohamed Arkab (ministro de Hidrocarburos). Se trata así de cooperar en una agenda bilateral integral: energética, económica, migratoria y de seguridad.³¹

Contratos con Sonatrach:

Principalmente, son dos las empresas con relación con Argelia: Naturgy y Repsol.

²⁷ En 2021 dejó de recibir gas argelino y desde 2022 opera en sentido inverso.

²⁸ Martín, S. y Palencia, J. (05/01/2024). *H2Med vs SouthH2, the two possible H2 corridors in Southern Europe*. SynerHy.

²⁹ Redacción Empresa Exterior (27/03/2026). *España y Argelia blindan su relación estratégica con el refuerzo del suministro de gas y la cooperación empresarial*. Empresa Exterior.

³⁰ Redacción Empresa Exterior (25/03/2026). *España refuerza su alianza estratégica con Argelia: Albares viaja para impulsar la agenda política y económica*. Empresa Exterior.

³¹ Carrión, F. (16/03/2024). *“Argelia ha perdido la confianza en España”*. El Independiente.

Naturgy: mantiene una relación estratégica con Sonatrach desde 1969. Comparten el gasoducto Medgaz (49-51) y la argelina tiene un 4,1% de su accionariado desde 2011.³² Desde 2018 mantienen contratos de suministro de 5 bcm anuales hasta 2030, con interés en aumentarlo un 10%. Tienen cláusulas *take-or-pay* y revisión bienal de precios (la siguiente será en 2027).³³ Este esquema asegura el suministro, pero otorga poder negociador a Sonatrach, que amenazó en abril de 2022 con subir el precio.³⁴

Más allá de Argelia, Naturgy mantiene desde 2013 un contrato con Yamal LNG de 3 bcm anuales hasta 2041 con cláusulas *take-or-pay*³⁵ (aunque estudia invocar fuerza mayor para anularlo³⁶). También firmó en noviembre de 2025 un contrato con la estadounidense Venture Global por 1,5 bcm anuales de GNL durante 20 años a partir de 2030 (con cláusulas *ship-or-pay*).³⁷

Repsol: en Argelia desde 1973, constituye la mayor presencia española en el *upstream* argelino, con cinco bloques de producción (Tin-Fouyé, Menzel Ledjmat, El Merk, Ourhoud y Reggane) y dos exploratorios (Sureste Illizi y Boughezoul).³⁸

3.1.2.2. Italia

La posición de Italia es especular a la española, pero lleva ventaja en la competencia por el *hub* de tránsito del Mediterráneo occidental: tiene una mayor urgencia de aprovisionamiento de gas, pero cuenta con salidas directas hacia Centroeuropa.

El gas es la primera fuente del mix italiano, con un consumo de unos 59 bcm y una dependencia de importación del 95,8%. Según datos de IEA 2024, su principal proveedor es Argelia (23 bcm), seguido de Azerbaiyán (10 bcm). El gas ruso, que en 2021 suponía el 40%, ha caído por debajo del 10% (unos 5,7 bcm). Cabe mencionar que no cuenta con energía nuclear (cierre en 1990), aunque el Gobierno de Giorgia Meloni impulsó en 2025 un marco legal para establecer la regulación y la estrategia de reintroducción a finales de 2027.³⁹

Capacidad gasística:

La ventaja decisiva de Italia es geográfica y de infraestructura. Situada entre el norte de África y Europa continental, tiene la capacidad de tránsito de la que España carece. Por una parte, conecta vía gasoducto con los proveedores Argelia (TransMed), Libia (Greenstream) y Azerbaiyán (TAP). Por otra parte, puede evacuarlo a Centroeuropa (Austria, Suiza, Eslovenia), con cuatro puntos de salida directa (datos GIE).

Además, ha reforzado su recepción de GNL: a las terminales de Rovigo, Toscana y Panigaglia ha sumado Piombino (2023) y Ravenna (2025), elevando su capacidad de regasificación hasta unos 29,3 bcm, equivalentes al 45% de su demanda doméstica. Y dispone de un almacenamiento subterráneo de 202,9 TWh (casi seis veces los 35 TWh españoles). Pese a todo ello, en 2024 y 2025 reexportó solo 0,6 bcm y 2,1 bcm; siendo su función de tránsito más potencial que efectiva (datos GIE).

³² Naturgy (15/10/2019). *Naturgy y Sonatrach firman un acuerdo con Mubadala para la adquisición de su participación en Medgaz, que tras la operación pasará a ser co-controlada por ambos.* Naturgy.

³³ Patiño, M. (22/07/2024). *Naturgy y Sonatrach firman la paz en gas con megacontratos.* Expansión.

³⁴ Merino, A. (12/03/2026). *El fracaso de la diplomacia del gas de Pedro Sánchez: de cortar con Argelia al pulso con Trump.* El Orden Mundial.

³⁵ Lombardi, P. (25/02/2026). *Naturgy warns \$13 billion in Russian LNG purchase commitments may be hit by EU ban.* Reuters.

³⁶ Europa Press (18/02/2026). *Naturgy negociará para mitigar el impacto por el suministro con Yamal ante la prohibición al gas ruso.* Europa Press.

³⁷ Patiño, *op. cit.*

³⁸ Repsol (18/12/2017). *Repsol inicia la producción del proyecto Reggane en Argelia.* Repsol.

³⁹ Ruiz, J. (09/06/2026). *Italia avanza paso a paso hacia un futuro nuclear.* El Periódico de la Energía.

A futuro, el vector hidrógeno refuerza esa posición, pues su propuesta del corredor SouthH2 es superior a la española y cuenta también con estatuto PCI europeo: reutiliza en torno al 70% de la red TransMed existente, y su capacidad objetivo es el doble de la española, cubriendo el 40% del objetivo de REPowerEU para 2030.⁴⁰

Relaciones bilaterales.

Italia y Argelia mantienen una sólida alianza histórica, pues Italia fue el único país europeo que conservó su presencia durante los años más duros del terrorismo argelino. Tras el inicio de la guerra de Ucrania, Roma aceleró su diplomacia en el Norte de África, y la institucionalizó en el Plan Mattei (noviembre de 2023). Su objetivo declarado es convertir a Italia en la “puerta de entrada” a Europa, con la aspiración de transferir hasta 60 bcm en un plazo de cinco años. Su mayor fortaleza es que se trata de una doctrina de Estado, con continuidad esperada más allá de los ciclos políticos. Sin duda, la clave del éxito italiano fue de oportunidad, al haber aprovechado el choque entre el Gobierno de Sánchez y el de Tebboune para estrechar lazos con Argel.⁴¹

Contratos con Sonatrach:

La gran ventaja competitiva de Italia es que su presencia abarca toda la cadena del gas argelino: *upstream*, transporte y comercialización, lo que le confiere poder negociador e influencia sobre las decisiones de producción y distribución. Esa presencia se articula principalmente a través de Eni, aunque Snam también es relevante.

Eni: presente en Argelia desde 1981, es la principal compañía energética internacional del país, con una producción *equity* de unos 100.000 barriles al día.⁴² Su contrato de suministro con Sonatrach se renovó en 2019, importando 9 bcm/año hasta 2027 (más dos años opcionales).⁴³ Además, Eni opera en el *upstream* activamente: In Amenas e In Salah (2022)⁴⁴, Berkine (2022)⁴⁵ y Touat (2024).

Snam: la operadora gestiona el TransMed⁴⁶, el TAP y el corredor South H2.⁴⁷

3.1.3. Actores del entorno

3.1.3.1. Francia

Francia es el actor que mayor capacidad tiene para condicionar la posición de España, y lo hace en sentido restrictivo. La clave está en su modelo energético: con la nuclear cubriendo el 43,9% de su mix y el gas representando apenas un 12,1%, su dependencia energética es de las más bajas del grupo (40,3%). Si bien es cierto que importa todo el gas que consume: principalmente de Noruega por el gasoducto de Dunkerque, complementado con GNL a través de cinco terminales con 40 bcm/año de capacidad. Además, dispone de un gran almacenamiento (125,7 TWh) y de interconexiones con España, Alemania, Bélgica y Suiza. Cuenta además con producción propia en el *upstream* argelino, a través de TotalEnergies en Berkine, lo que le da acceso directo al gas de Argelia. En suma, es autosuficiente en la recepción de gas, sin necesitar a España para operar, e incluso ejerciendo como reexportador, pues en 2025 suministró 23,6 bcm hacia Bélgica y Suiza. Es más, Francia podría exportar a Alemania a través de un gasoducto con 17,6 bcm de capacidad, actualmente inutilizado (datos IEA, ENTSOG).

⁴⁰ Martín y Palencia, *op. cit.*

⁴¹ Márquez, F. (16/03/2023). *Seguridad energética: Italia y el Piano Mattei*. Instituto Español de Estudios Estratégicos.

⁴² Eni (23/07/2025). *Eni and Sonatrach strengthen energy security cooperation*. Eni.

⁴³ Eni (16/05/2019). *Eni and Sonatrach strengthen their relationship by extending the gas supply contract until 2027*. Eni.

⁴⁴ Eni (28/02/2023). *Eni achieves the closing for the acquisition of BP's business in Algeria, operating two major gas fields*. Eni.

⁴⁵ Eni (08/11/2022). *Eni starts-up a new field in the Berkine Basin in Algeria*. Eni.

⁴⁶ Reed, E. (10/01/2023). *Eni, Snam complete Algeria pipeline carve up*. Energy voice.

⁴⁷ Snam (14/10/2024). *SONATRACH, SONELGAZ, VNG, SNAM, SEACORRIDOR and VERBUND GREEN HYDROGEN sign a Memorandum of Understanding relating to Green Hydrogen*. Snam.

Esa autosuficiencia es precisamente la que explica su comportamiento. Para proteger la rentabilidad de su modelo nuclear, el regulador francés (CRE) ha rechazado históricamente nuevas interconexiones eléctricas y gasísticas con España como el MidCat⁴⁸ (renombrado STEP) o el BarMar⁴⁹ (aceptado únicamente como corredor de hidrógeno). Esto es fruto de un cálculo estratégico: la entrada de renovables españolas, más baratas, presionaría a la baja los precios y desafiaría la estabilidad del sistema francés. De ahí la disputa histórica en el seno de la UE, en la que España acusa a Francia de actuar como un cuello de botella que fragmenta el mercado europeo y desperdicia la renovable ibérica, mientras París argumenta razones de coste, dificultad orográfica de los Pirineos y falta de demanda.⁵⁰ Por tanto, Francia mantiene a España confinada como “isla energética” y le impide ejercer de corredor de tránsito hacia el resto de Europa.

3.1.3.2. Alemania

Alemania es el mayor demandante del grupo: el gas representa el 27,5% de su mix (al alza desde el cierre definitivo de sus nucleares en 2023), con una dependencia del 95% y unas importaciones de 65,4 bcm/año. Tras perder el suministro ruso, lo ha sustituido sobre todo con gas de Noruega, Bélgica y Países Bajos, y desde 2022 ha levantado una capacidad de regasificación de 32 bcm en cinco FSRU (aunque solo cubren el 11% de sus importaciones). Dispone del mayor almacenamiento subterráneo (250 TWh) y reexporta unos 25 bcm a Chequia, Austria, Suiza, Países Bajos, Polonia y Dinamarca (datos IEA, ENTSOG). Esa última cifra revela su verdadera función en el sistema: Alemania no es solo un gran importador, sino el nudo de redistribución hacia Centroeuropa, el mercado-destino cuya demanda da sentido a la función de tránsito que se disputan España e Italia.⁵¹

3.1.3.3. Portugal

Portugal está prácticamente integrado energéticamente con España, hasta el punto de compartir el mercado ibérico del gas (MIBGAS). El gas supone un 17,1% de su mix y se abastece con 3,4 bcm importados desde España y con su propia terminal de GNL en Sines. Más que un actor que condicione a España, comparte su destino: el mismo confinamiento ibérico y la misma dependencia de que Francia abra los Pirineos. Cualquier solución a la posición de España es, por defecto, una solución para Portugal.⁵²

3.1.3.4. Marruecos

Marruecos presenta una dependencia energética del 94%, con un mix dominado por el petróleo (57%) y el carbón (29%), siendo el gas marginal (3,4%). Pero ese gas marginal depende por completo de la infraestructura española: al carecer de terminales propias de GNL, importa unos 0,89 bcm/año por el GME en sentido inverso (que está al borde de su capacidad) (datos IEA, 2025). Ha intentado liberarse de esa dependencia construyendo una FSRU en Nador West Med (5 bcm/año), pero el proyecto está suspendido: las licitaciones por unos 950 M\$ lanzadas en diciembre de 2025 quedaron paralizadas el 30 de enero de 2026 por “nuevos parámetros”.⁵³

Su posición en el sistema se explica por su rivalidad con Argelia. Argel cerró el GME en 2021 como represalia por el acercamiento de Rabat a Israel y su apoyo a la causa Cabilia. En consecuencia, Marruecos perdió tanto el gas que cubría el 45% de su demanda, como el peaje de tránsito (el valor del 7% del gas transportado, que en 2019 fueron 50 M€). Esa rivalidad se proyecta hoy en día en la pugna por la ruta de salida del gas nigeriano: proyecto Atlántico marroquí frente al Transahariano argelino.

⁴⁸ Merino, A. (24/03/2022). *El mapa del Midcat: de gasoducto fallido a alternativa española al gas ruso*. El Orden Mundial.

⁴⁹ Martín y Palencia, *op. cit.*

⁵⁰ Oliver, C. (21/10/2014). *Franco-Spanish energy spat tests EU*. Financial Times.

⁵¹ Heather y Sharples, *op. cit.*

⁵² Heather, P. (30/04/2019). *“A Hub for Europe”: The Iberian promise?* The Oxford Institute for Energy Studies.

⁵³ Pedraza, J. (04/02/2026). *The Moroccan port project Nador West Med continues despite the suspension of the tender for its gas terminal*. Atalayar.

Así, Marruecos tiene una doble vertiente para España: genera tensión con su principal proveedor, pero al mismo tiempo depende de ella energéticamente.⁵⁴

3.2. Infraestructura clave

Las dos infraestructuras clave son los gasoductos y las terminales de GNL. A continuación, se exponen y representan gráficamente las más relevantes tanto en España (Figura 4) como en Italia (Figura 5), obtenidas de los datos de flujo de la IEA Gas Trade Flows (2025) y de capacidad de ENTSOG SYSCAP (2026) con GIE LNG Map (2024).

Los gasoductos son:

- **España:** Medgaz (Argelia) y VIP Pirineos (Francia).
- **Italia:** TransMed (Argelia), TAG (Austria), Gorizia (Eslovenia), Transitgas (Suiza) y Bizzarone (Suiza).

Las terminales de GNL son:

- **España:** Barcelona, Cartagena, Huelva, Sagunto, Bilbao, Mugaridos (+El Musel).
- **Italia:** Rovigo, Piombino, Ravenna, Livorno, Panigaglia.

Figura 4: Infraestructura gasística de España



Fuente: *Elaboración propia.*

⁵⁴ Velázquez, S. (11/11/2021). *Cómo puede España beneficiarse del cierre del gasoducto entre Argelia y Marruecos*. El Orden Mundial.

Figura 5: Infraestructura gasística de Italia



Fuente: *Elaboración propia.*

Una vez conocida la infraestructura, la clave es el uso que se hace de la misma. Esto vendrá determinado por la capacidad máxima que tenga y el flujo real (en función del mercado, acuerdos, etc.). En la Tabla 2 se sintetiza la capacidad de España e Italia en una comparativa desglosada por tipo de fuente. El total desglosado por infraestructura se puede consultar en el Anexo 2

Tabla 2. Comparativa capacidad España vs. Italia (*Flujo / Capacidad – bcm*)

Infraestructura	España	Italia
Recepción gasoducto	9,7 / 38,9 (25%)	40,0 / 130,4 (31%)
Recepción GNL	18,7 / 65,3 (29%)	20,8 / 29,3 (71%)
Evacuación UE	1,0 / 7,45	2,1 / 32
Ratio (recepción:evacuación)	10:1	2,8:1

Fuente: *Elaboración propia.*

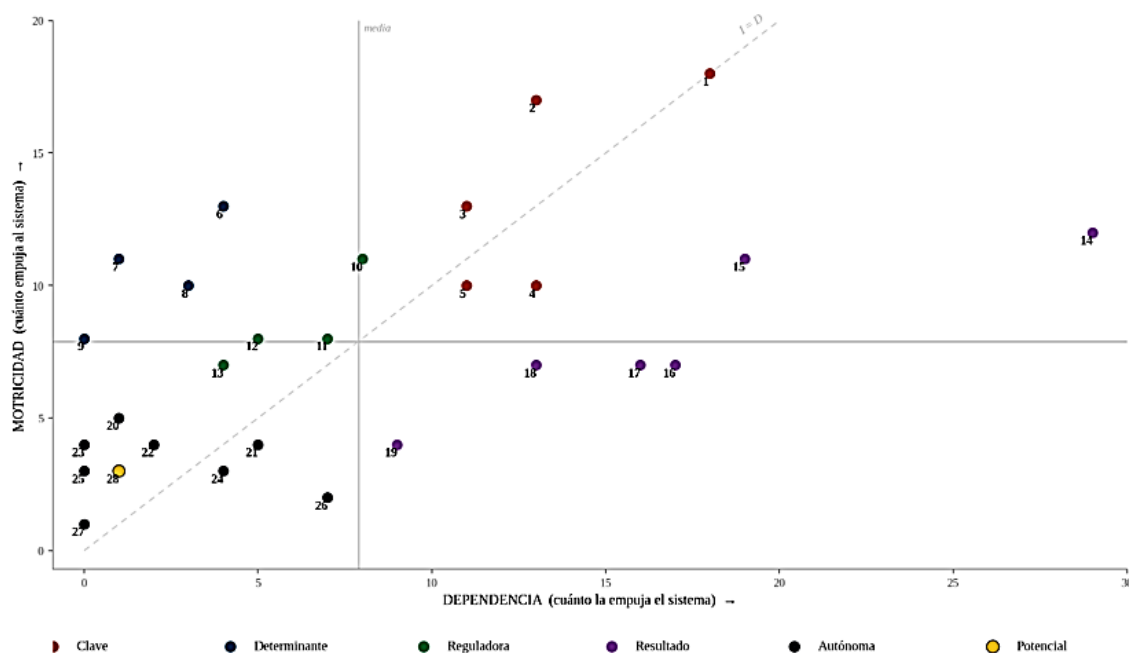
Italia es superior en el plano de la infraestructura, especialmente con respecto a la conexión por gasoducto. Es capaz de recibir el cuádruple de España (y más diversificado), y también de evacuarlo a Centroeuroa. Por el contrario, España solo tiene un gasoducto con Argelia y una limitada conexión europea con Francia. Si bien cabe mencionar que lleva ventaja en el campo del GNL, con más del doble de capacidad regasificadora; aunque está infrutilizada. Con todo, la ratio de recepción-evacuación es claramente superior para Italia.

4. Análisis

4.1. Identificación de palancas diplomáticas

Una vez definidas las variables del sistema (Anexo 3), su jerarquización mediante el método MICMAC revela que el sistema no se gobierna desde la dimensión física, sino desde la política. El análisis parte de la matriz de influencias directas (Anexo 4) que, mediante su elevación sucesiva, captura los efectos indirectos, clasificando cada variable en seis grupos según su motricidad y su dependencia como se puede ver en la Figura 6.

Figura 6: Plano de motricidad x influencia (MICMAC)



Fuente: *Elaboración propia.*

4.1.1. Clasificación de variables:

Las variables empleadas son las siguientes:

- **Autónomas:** capacidad de recepción y evacuación de gas, demanda de H2, infraestructura de Marruecos, interconexión eléctrica.
- **Clave:** instrumentalización del gas por parte de Argelia, precio del gas, estabilidad política de Argelia y relaciones bilaterales con Argelia.
- **Determinantes:** techo de producción argelino, demanda interna argelina, regulación UE, demanda de gas europea.
- **Reguladoras:** postura francesa sobre integración ibérica (desplazamiento desde determinante), coste electricidad española (desplazamiento hacia resultado), demanda de gas España e Italia.
- **Resultado:** renegociación de contratos, presencia de actores extranjeros en *upstream*, respaldo UE al *hub* español, dependencia del gas argelino.
- **Potencial:** seguridad infraestructura, corredor de H2 BarMar.

En primer lugar, destaca que la dimensión de infraestructura cae en el cuadrante **autónomo**: ni mueve el sistema ni es movida por él. Parece paradójico que tanto España como Italia dispongan de capacidad

infrautilizada para recibir y evacuar gas y, aun así, esa capacidad no sea determinante. Esto no implica que sea irrelevante, sino que, bajo las condiciones actuales del sistema, la infraestructura está neutralizada como palanca.

En cambio, el poder se concentra en el clúster interno de Argelia. La variable **clave** por excelencia es la instrumentalización del gas por parte del Gobierno de Tebboune. Su política exterior tiende a usar el comercio de hidrocarburos como herramienta de influencia. De esa voluntad dependen del precio del gas y la estabilidad interna del país. En consecuencia, las relaciones bilaterales que cada aspirante mantenga con Argel juegan un papel crucial como palanca para asegurar un suministro seguro y rentable.

Por detrás operan las variables **determinantes**, que gobiernan el sistema sin depender de él y que se agrupan también en torno al gas argelino: el techo de producción y la demanda interna del país. El acercamiento de Argelia a su techo geológico aumenta su poder negociador a corto plazo, pues puede exigir precios más altos, contratos largos y cláusulas *take-or-pay* estrictas. No obstante, a largo plazo se arriesga a perder clientes si estos diversifican vía GNL o reducen su demanda industrial. Así, la presencia de Eni en el *upstream* eleva la capacidad de influencia italiana dentro de este núcleo. Por otra parte, el marco europeo también condiciona el entorno: una prohibición o una caída de la demanda restaría peso a toda la ecuación.

Con respecto a las variables **reguladoras**, destaca la demanda de gas de España e Italia: cuanto menor sea, mayor margen para reexportar el gas recibido. A ella se suma la postura francesa sobre la integración de la Península: que influye directamente al impedir la evacuación de gas ibérico hacia Centroeuropa, pero cuyo veto no se propaga por la red. Es decir, se trata de una relación esencialmente bilateral con España en la que Francia actúa como veto estructural, no como motor dinámico.

Todas estas variables conducen a los **resultados**: las dependencias de España e Italia respecto del gas argelino y cómo llegan posicionadas a la renegociación de contratos, cuyo nodo crítico es 2027. También es relevante el respaldo europeo al *hub* español, que en la actualidad es limitado, pues a Alemania (mercado-destino) le resulta indiferente la ruta mientras le llegue el gas.

Por último, es importante mencionar las dos variables **potenciales** que, aunque permanecen latentes, podrían reconfigurar el sistema si se activaran. La primera es la seguridad de la infraestructura: si hubiera un evento como el sabotaje del Nord Stream o los ataques a instalaciones críticas en el Golfo, golpearía al sistema de forma severa, sobre todo si afectara al ya frágil suministro argelino. La segunda es el corredor de H2 BarMar: su activación dotaría a España de la palanca de corredor verde, aunque seguiría compitiendo con Italia y condicionada por Francia.

4.2. Actores que controlan las palancas diplomáticas

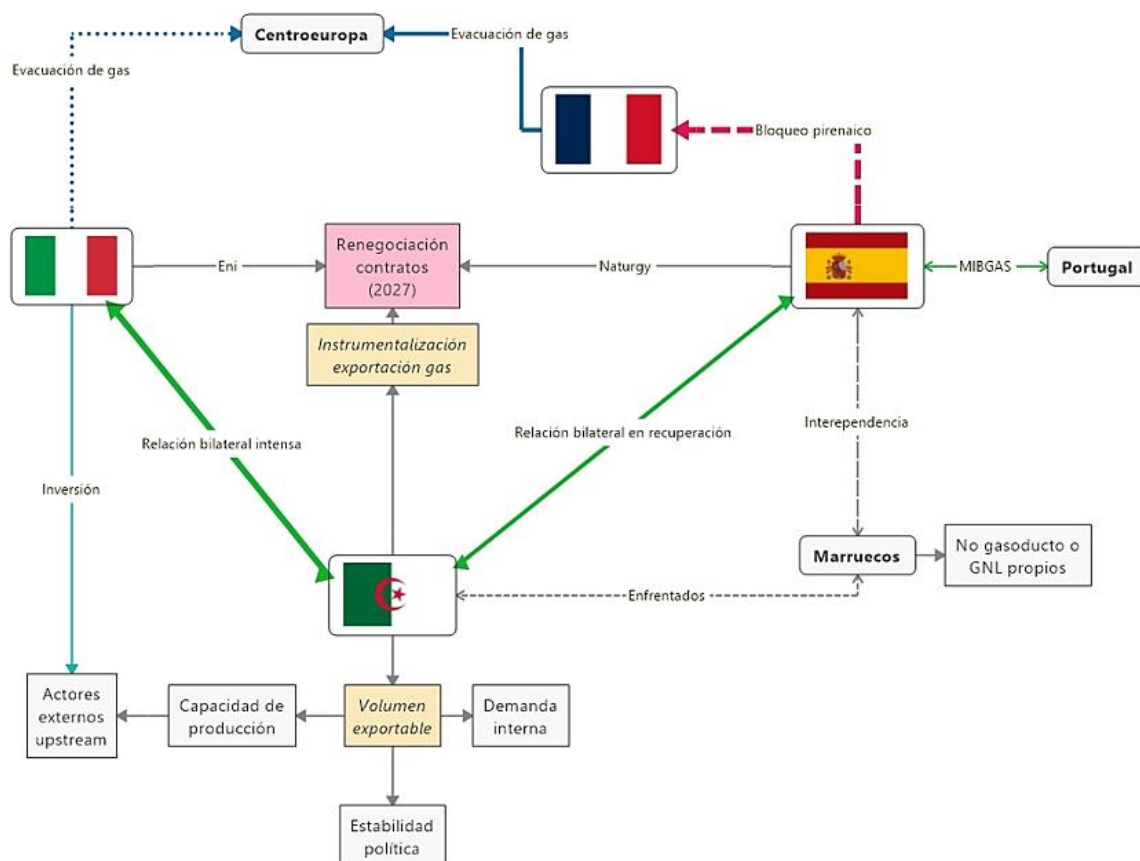
En el sociograma de influencias (Figura 7, ver página siguiente) se ilustra qué actores pueden accionar las diferentes palancas.

En dicha figura se confirma el papel central de Argelia, que controla cuánto vende, a quién y su estabilidad. Así, determina quién puede ejercer como *hub* de tránsito. Pero su poder no es unidireccional, ya que necesita a los importadores y capital para sostener las rentas que financian su contrato social, lo que la hace interdependiente y abre margen a la influencia.

Italia llega a la mesa de negociación con una postura aventajada. Se debe principalmente a su alianza histórica con Argel, siendo el único país europeo que conservó su presencia durante los años 90, los más duros del terrorismo argelino. Estas relaciones bilaterales se han estrechado tras las crisis diplomáticas de Argelia con España y Francia. Esta estrategia está articulada en el Plan Mattei, la hoja

de ruta del Estado. A la base política se suman dos ventajas estructurales: una posición privilegiada en el *upstream* argelino vía Eni y una capacidad de evacuación directa hacia Centroeuropa.

Figura 7: Sociograma de influencias



Fuente: *Elaboración propia.*

España en cambio llega a la mesa condicionada. Su relación con Argelia está en recuperación tras la ruptura de 2022, y su capacidad de maniobra está limitada simultáneamente por Francia y por Marruecos. La primera la bloquea estructuralmente, el segundo la condiciona por vía diplomática y migratoria (pese a depender energéticamente de ella). Su punto fuerte es una menor dependencia relativa, fruto de una mayor diversificación de proveedores. Si bien, la pregunta abierta es qué puede mover a Francia y qué le interesa. En este caso, una palanca potencial identificada es el corredor BarMar, aprobado como PCI con cláusula de bidireccionalidad H2 verde y rosa.

Se concluye entonces que la función *hub* no se decide en la dimensión física, sino en la relacional-política. Uno de los núcleos es el clúster interno argelino: cómo decide repartir su gas (Italia, España, GNL o mercado *spot*). Dicho reparto depende de cuestiones internas y externas. Por una parte, cómo resuelva el dilema de incrementar el volumen exportable, ya sea invirtiendo en el *upstream*, redistribuyendo gas nigeriano o liberando demanda interna con renovables. Por otra parte, la calidad de las relaciones bilaterales o inversión extranjera. El otro núcleo fundamental es la restricción que impone Francia sobre la capacidad de evacuación de España, que genera una asimetría significativa (8 bcm de evacuación frente a 100 bcm de recepción).

4.3. Posicionamiento de España

4.3.1. Diagnóstico:

España afronta el horizonte 2026-2030 con diversas **fortalezas**, pero proyectando poder sistémico. Posee la mayor capacidad de regasificación de la UE, proveedores diversificados y un margen significativo para ampliar su importación, pues usa apenas el 30% de su capacidad regasificadora. A esto se suman activos como El Musel como terminal de GNL de *bunkering*, presencia marginal en el *upstream* argelino vía Repsol, un mix eléctrico mayoritariamente renovable que dota de credibilidad al relato de *hub* verde del futuro y su posicionamiento como socio cooperativo y multilateral.

No obstante, estas fortalezas conviven con **debilidades** estructurales, que explican por qué no se traducen en influencia real. La principal es el cuello pirenaico instrumentalizado por Francia, que solo permite evacuar hasta 7,45 bcm anuales y sin proyectos aprobados de ampliación. A ello se añaden una relación con Argelia confinada al *downstream*, una dependencia migratoria de Marruecos que tensiona el vínculo argelino, un Medgaz no ampliable de forma unilateral, un almacenamiento subterráneo mínimo que hace el modelo *just-in-time* flexible pero expuesto a un shock prolongado, y el cierre nuclear previsto, que agravaría la dependencia.

En el sistema emergen **oportunidades** derivadas del shock geopolítico en el Golfo, la apertura de la puerta atlántica del GNL estadounidense y la regulación europea, que revalorizan la capacidad diversificada de España. Asimismo, la interdependencia argelina abre una ventana de coinversión para hacer frente al inminente techo de producción, mientras que el corredor de hidrógeno perfila una función a partir de 2030.

Frente a ello, también se perfilan varias **amenazas**. La más transcendental es la convergencia en 2027 de retos para Sonatrach: la revisión de precios con Naturgy, el vencimiento del contrato de Eni y el pico de producción. Supone el momento de máximo poder negociador argelino. Asimismo, está el horizonte más alejado 2030, cuando vence el contrato de Naturgy. A esto se suman el bloqueo francés, que viene reforzado por el creciente papel exportador de Francia, la consolidación de Italia como *hub*, la entrada de capital chino y saudí en el *upstream* argelino, la concentración del suministro de GNL en EE. UU. y una demanda europea de gas en contracción a medio-largo plazo. De hecho, el IEEFA advierte de una sobreconstrucción de regasificación.

4.3.2. Estrategias:

El cruce de los atributos DAFO expuestos, se ordena mejor sobre una clave temporal cuyo ritmo marca el mercado del gas. En el corto plazo de 2027, España enfrenta un valle en el que el poder negociador argelino es muy alto y el *spot* caro. A partir de 2028, se espera que esto se revierta, con una oferta creciente de GNL y un mayor rendimiento de los activos de regasificación y *bunkering*.

Así, se derivan cuatro líneas de actuación:

En clave **ofensiva**, convertir la capacidad potencial de las terminales en función reexportación marítima y vender el modelo español verde como contribución a la seguridad energética de la Unión, en aras de conseguir un mayor respaldo europeo.

En clave de **reorientación**, ganar peso en el núcleo interno argelino mediante inversión (*upstream* o renovable) para reforzar la posición negociadora, así como presionar para aumentar la interco-

nexión ibérica encuadrándola como un requisito de seguridad energética y solidaridad, en contraposición al modelo competitivo francés. En este sentido, la bidireccionalidad del corredor H2 podría ser una palanca frente a Francia.

En clave **defensiva**, asegurar el suministro argelino inmediato, complementándolo con GNL para evitar depender de una única fuente. También se debe evitar competir con Italia donde está consolidada, como en el *upstream* o la evacuación directa.

En clave de **supervivencia**, aceptar que el *hub* por tubo no es alcanzable y dejar de gastar capital político en él, invirtiendo esfuerzos en un nicho diferenciador. Se debe gestionar también la seguridad del cierre de las centrales nucleares.

En síntesis CAME: corregir la infrautilización de las terminales de GNL; afrontar la instrumentalización argelina, la ventaja italiana y el bloqueo francés; mantener la intensificación de la relación con Argelia y el liderazgo en GNL; y explorar la baza de reexportación de GNL, el corredor H2 y la inversión en Argelia (con cláusulas que aseguren retorno).

5. Conclusiones

El análisis confirma el uso de la energía como arma geopolítica. Así pues, la función *hub* no se decide en la dimensión física, sino en la político-diplomática. No obstante, esto no quiere decir que la infraestructura sea irrelevante. Al contrario, es el principal reto del sistema para España, puesto que está neutralizada como palanca bajo el bloqueo francés.

Por tanto, la infraestructura es necesaria, pero no suficiente. De hecho, la ventaja de Italia reside fundamentalmente en que su relación con Argelia es más motriz y menos dependiente, disponiendo de mayor poder negociador gracias a su presencia en el *upstream* argelino y su estrecha relación bilateral. En cambio, España está bloqueada por Francia y condicionada por el pulso marroquí. Aunque se construyeran más interconexiones, la asimetría de poder de fondo no se resolvería.

Asimismo, 2027 se perfila como un año decisivo: Argelia alcanza su pico de producción a la vez que se renegocian los contratos de Sonatrach con Naturgy y Eni. Es crucial que se afronte con una estrategia clara sobre cláusulas, duración, precios y volumen; teniendo en cuenta el peso creciente del GNL y la orientación europea hacia la reducción del consumo y la dependencia del gas.

España enfrenta el dilema de competir con Italia por el *hub* de tránsito desde una posición inferior y dependiente del bloqueo pirenaico. Simultáneamente, se abren las posibilidades de redistribuir el GNL atlántico y el corredor de hidrógeno verde como palanca sobre Francia. De esta manera, se evidencia que la UE sigue siendo una coalición de Estados, en la que más allá de la perspectiva del mercado único y la autonomía estratégica, cada uno defiende su interés. Emerge así una lógica transaccional, donde se deben encontrar las palancas y dinámicas para posicionarse y obtener beneficios. El reto para España es entonces navegar esas tensiones para posicionarse como un nodo estratégico energético que sea diferencial en la proyección de influencia.

6. Referencias

Bases de datos:

European Network of Transmission System Operator for Gas (ENTSOG). <https://www.entsog.eu/>

- Joint System Capacity Map 2026

Gas Infrastructure Europe (GIE). <https://www.gie.eu/>

- LNG Map 2024

International Energy Agency (IEA). <https://www.iea.org/countries>

- Mix energético (EU 2024, DZA y MAR 2023) e importaciones de gas (2025)

Introducción:

Comisión Europea (18/05/2022). *REPowerEU*. Comisión Europea. https://commission.europa.eu/topics/energy/repowereu_es#repowereu-de-un-vistazo

Heather, P. y Sharples, J. (17/04/2026). *From 'En Route' to 'End of the Line': The Impact of Changing Gas Flow on Hub Price Differentials in Central Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/publications/from-en-route-to-end-of-the-line-the-impact-of-changing-gas-flows-on-hub-price-differentials-in-central-europe/>

Jaller-Marakewicz et al. (05/2026). *EU Gas Flows Tracker*. Institute for Energy Economics and Financial Analysis. <https://ieefa.org/eu-gas-flows-tracker>

Argelia:

Algiers Brief (07/02/2026). *Sonatrach Approves \$60 Billion Five-Year Plan, Largest in Company History*. Algiers Brief. <https://www.algiersbrief.com/article/sonatrach-60-billion-five-year-plan-2026-2030>

Cullen, L. et al. (18/09/2024). *What next for Algeria's burgeoning gas market?* Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/reports/upstream-oil-and-gas-what-next-for-algerias-burgeoning-gas-market-150294226/>

Energy Information Administration. (25/03/2019). *Country Analysis: Algeria*. U.S. EIA. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/DZA/background>

Escribano, G. (17/03/2025). *Another round of Algerian gas for Europe*. Real Instituto Elcano. <https://www.realinstitutoelcano.org/en/analyses/another-round-of-algerian-gas-for-europe/>

Fakir, I. (12/2024). *North Africa's Power Shift: Renewable Energy Development and Energy Security*. Middle East Institute. <https://mei.edu/north-africas-power-shift-renewable-energy-development-and-energy-security/>

García-Amate, A. (13/05/2026). *Argelia, unos de los grandes beneficiados por la inestabilidad geopolítica*. El periódico de la energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/argelia-uno-de-los-grandes-beneficiados-por-la-inestabilidad-geopolitica/>

- Ghilès, F. (01/2026). *A tale of two gas suppliers to Europe: Algeria and Libya*. Barcelona Centre for International Affairs. <https://www.cidob.org/en/publications/tale-two-gas-suppliers-europe-algeria-and-libya>
- Idir, A. (30/04/2026). *Subventions en Algérie: Tebboune maintient le cap*. Tout sur l'Algérie (TSA). <https://www.tsa-algerie.com/subventions-en-algerie-tebboune-maintient-le-cap/>
- JPT Staff (25/04/2026). *Algeria Offers 24 Saharian Oil and Gas Blocks in 2026 Bid Round*. Journal of Petroleum Technology. <https://jpt.spe.org/algeria-offers-24-saharan-oil-and-gas-blocks-in-2026-bid-round>
- Redacción El Periódico de la Energía (02/04/2022). *La argelina Sonatrach amenaza a Naturgy con subirle el precio del contrato de gas hacia España*. El periódico de la energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/la-argelina-sonatrach-amenaza-a-naturgy-con-subirle-el-precio-del-contrato-de-gas-hacia-espana/>
- Salam, R. (22/05/2026). *Europe eyes Algeria's shale gas amid supply crisis*. Al Majalla. <https://en.majalla.com/node/331220/business-economy/europe-eyes-algerias-shale-gas-amid-supply-crisis>
- Sonatrach (04/06/2026). *TSGP Project Official launch of the construction works of the Algerian segment of TSGP Trans-Saharan gas pipeline*. Sonatrach. <https://sonatrach.com/en/tsgp-project-official-launch-of-the-construction-works-of-the-algerian-segment-of-tsgp-trans-saharan-gas-pipeline/>

España:

- Carrión, F. (16/03/2024). *“Argelia ha perdido la confianza en España. No hay relación con el PSOE”*. El Independiente. <https://www.elindependiente.com/internacional/2024/03/16/argelia-ha-perdido-la-confianza-en-espana-no-hay-relacion-con-el-psoe/>
- Endesa (19/03/2026). *¿España depende del exterior para cubrir la demanda de electricidad?* Endesa. <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/espana-dependencia-exterior-cubrir-demanda-electricidad>
- Europa Press (18/02/2026). *Naturgy negociará para mitigar el impacto por el suministro con Yamal ante la prohibición al gas ruso*. Europa Press. <https://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-naturgy-negociara-mitigar-impacto-suministro-yamal-prohibicion-gas-ruso-20260218161053.html>
- Lombardi, P. (25/02/2026). *Naturgy warns \$13 billion in Russian LNG purchase commitments may be hit by EU ban*. Reuters. <https://www.reuters.com/business/energy/naturgy-warns-13-billion-russian-lng-purchase-commitments-may-be-hit-by-eu-ban-2026-02-25/>
- Martín, S. y Palencia, J. (05/01/2024). *H2Med vs SouthH2, the two possible H2 corridors in Southern Europe*. SynerHy. <https://synerhy.com/en/2024/01/h2med-vs-south2-the-two-possible-h2-corridors-in-southern-europe/>
- Merino, A. (12/03/2026). *El fracaso de la diplomacia del gas de Pedro Sánchez: de cortar con Argelia al pulso con Trump*. El Orden Mundial. <https://elordenmundial.com/espana-gas-pedro-sanchez-argelia-trump-ormuz/>
- MITECO (24/09/2024). *Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC 2023-2030)*. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/pniec-23-30.html>

Naturgy (15/10/2019). *Naturgy y Sonatrach firman un acuerdo con Mubadala para la adquisición de su participación en Medgaz, que tras la operación pasará a ser co-controlada por ambos*. Naturgy. <https://www.naturgy.com/notas-de-prensa/naturgy-y-sonatrach-firman-un-acuerdo-con-mubadala-para-la-adquisicion-de-su-participacion-en-medgaz-que-tras-la-operacion-pasara-a-ser-co-controlada-por-ambos/>

Patiño, M. (22/07/2024). *Naturgy y Sonatrach firman la paz en gas con megacontratos*. Expansión. <https://www.expansion.com/empresas/energia/2024/07/22/669d2fcec5fdea323f8b4573.html>

Pérez, A. (14/10/2024). *Cepsa se une a Sonatrach para estudiar el desarrollo de su primer proyecto de hidrógeno verde en Argelia*. El Español. https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20241014/cepsa-une-sonatrach-estudiar-desarrollo-primer-proyecto-hidrogeno-verde-argelia/893411086_0.html?utm_cmp_rs=linksinline

Redacción Empresa Exterior (25/03/2026). *España refuerza su alianza estratégica con Argelia: Albares viaja para impulsar la agenda política y económica*. Empresa Exterior. <https://empresaexterior.com/art/102106/espaa-refuerza-su-alianza-estrategica-con-argelia-albares-viaja-para-impulsar-la-agenda-politica-y-economica>

Redacción Empresa Exterior (27/03/2026). *España y Argelia blindan su relación estratégica con el refuerzo del suministro de gas y la cooperación empresarial*. Empresa Exterior. <https://empresaexterior.com/art/102150/espaa-y-argelia-blindan-su-relacion-estrategica-con-el-refuerzo-del-suministro-de-gas-y-la-cooperacion-empresarial>

Repsol (18/12/2017). *Repsol inicia la producción del proyecto Reggane en Argelia*. Repsol. <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2017/12/18/repsol-inicia-produccion-proyecto-reggane-argelia/index.cshtml>

Salido, R. (06/05/2026). *El Parlamento Europeo insta a España a reconsiderar el cierre de Almaraz por su impacto energético*. Euronews. <https://es.euronews.com/my-europe/2026/05/06/parlamento-europeo-insta-espaa-reconsiderar-cierre-almaraz>

Italia:

Eni (16/05/2019). *Eni and Sonatrach strengthen their relationship by extending the gas supply contract until 2027*. Eni. <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2019/05/eni-and-sonatrach-strengthen-their-relationship-by-extending-the-gas-supply-contract-until-2027.html>

Eni (08/11/2022). *Eni starts-up a new field in the Berkine Basin in Algeria*. Eni. https://www.eni.com/content/dam/enicom/documents/press-release/migrated/2022-en/11/PR_HDLE_HDLS_Berkine_Algeria.pdf

Eni (28/02/2023). *Eni achieves the closing for the acquisition of BP's business in Algeria, operating two major gas fields*. Eni. <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2023/02/eni-achieves-closing-acquisition-bp-business-algeria-operating-two-major-gas-fields.html>

Eni (23/07/2025). *Eni and Sonatrach strengthen energy security cooperation*. Eni. <https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2025/07/eni-sonatrach-strengthen-energy-security-cooperation.html>

Márquez, F. (16/03/2023). *Seguridad energética: Italia y el Piano Mattei*. Instituto Español de Estudios Estratégicos. <https://www.defensa.gob.es/ceseden/-/seguridad-energetica-italia-y-el-piano-mattei>

Martín, S. y Palencia, J. (05/01/2024). *H2Med vs SouthH2, the two possible H2 corridors in Southern Europe*. SynerHy. <https://synerhy.com/en/2024/01/h2med-vs-south2-the-two-possible-h2-corridors-in-southern-europe/>

Reed, E. (10/01/2023). *Eni, Snam complete Algeria pipeline carve up*. Energy voice. <https://www.energyvoice.com/oilandgas/africa/pipelines-africa/474247/snam-eni-pipeline-algeria/>

Ruiz, J. (09/06/2026). *Italia avanza paso a paso hacia un futuro nuclear*. El Periódico de la Energía. <https://elperiodicodelaenergia.com/italia-avanza-paso-a-paso-hacia-un-futuro-nuclear/>

Snam (14/10/2024). *SONATRACH, SONEGAS, VNG, SNAM, SEACORRIDOR and VERBUND GREEN HYDROGEN sign a Memorandum of Understanding relating to Green Hydrogen*. Snam. <https://www.snam.it/en/media/news-and-press-releases/comunicati-stampa/2024/snam-and-other-partners-sign-Mou-green-hydrogen.html>

Francia:

Martín, S. y Palencia, J. (05/01/2024). *H2Med vs SouthH2, the two possible H2 corridors in Southern Europe*. SynerHy. <https://synerhy.com/en/2024/01/h2med-vs-south2-the-two-possible-h2-corridors-in-southern-europe/> Merino, A. (24/03/2022). *El mapa del Midcat: de gasoducto fallido a alternativa española al gas ruso*. El Orden Mundial. <https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/mapa-midcat-gasoducto/>

Oliver, C. (21/10/2014). *Franco-Spanish energy spat tests EU*. Financial Times. <https://www.ft.com/content/8e94079c-585f-11e4-b331-00144feab7de>

Alemania:

Heather, P. y Sharples, J. (17/04/2026). *From 'En Route' to 'End of the Line': The Impact of Changing Gas Flow on Hub Price Differentials in Central Europe*. The Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/publications/from-en-route-to-end-of-the-line-the-impact-of-changing-gas-flows-on-hub-price-differentials-in-central-europe/>

Portugal:

Heather, P. (30/04/2019). *"A Hub for Europe": The Iberian promise?* The Oxford Institute for Energy Studies. <https://doi.org/10.26889/9781784671327>

Marruecos:

Pedraza, J. (04/02/2026). *The Moroccan port project Nador West Med continues despite the suspension of the tender for its gas terminal*. Atalayar. <https://www.atalayar.com/en/articulo/economy-and-business/the-moroccan-port-project-nador-west-med-continues-despite-the-suspension-of-the-tender-for-its-gas-terminal/20260204143056223095.html>

Velázquez, S. (11/11/2021). *Cómo puede España beneficiarse del cierre del gasoducto entre Argelia y Marruecos*. El Orden Mundial. <https://elordenmundial.com/como-puede-espana-beneficiarse-del-cierre-del-gasoducto-entre-argelia-y-marruecos/>

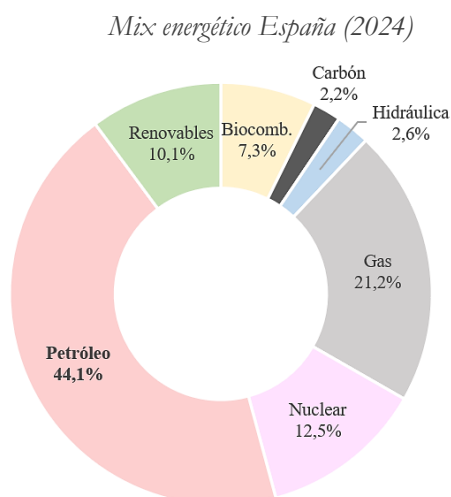
7. Anexos

7.1. Anexo 1: Perfiles energéticos

7.1.1. España:

Aspirante a *hub* gasístico: líder en renovables, capacidad de recepción, isla energética.

7.1.1.1. Ficha Técnica:



Fuente: *International Energy Agency*.

Indicadores clave sobre el gas:

Dependencia de importaciones	77,8%
Combustibles fósiles en suministro	67,4%
Comercio neto de gas	992.777 TJ
Precio de gas en hogares	0,086 €/kWh

7.1.1.2. Grados de libertad estructural:

- Doble enlace geográfico: norte de África – Europa y océano Atlántico – Europa
 - Conexión por gasoducto con Argelia (Medgaz 11,1 bcm/año + GME cerrado)
 - Gran capacidad de regasificación (6+1 terminales GNL = 67 bcm/año)
 - Almacenamiento subterráneo limitado (35 TWh), flexibilizado vía tanques GNL
- Barrera de los Pirineos: cuello de botella hacia Europa custodiado por Francia
 - Conexión VIP Pirineos de solo 7,5 bcm
 - Suspensión MidCat (2019/2022)
 - Reconversión BarMar a H2 (2030)
- Estructura contractual a largo plazo: *downstream* y cláusulas *take-or-pay* (Naturgy)
 - Sonatrach (5 bcm/año), Yamal LNG (3 bcm/año), Venture Global (desde 2030)
 - Marginal: Repsol tiene cinco bloques productivos

7.1.1.3. Grados de libertad comportamental:

- Hoja de Ruta: dependencia del gas a corto plazo + liderar transición renovable
- Voluntad declarada de ejercer como *hub* gasístico
- Tensiones diplomáticas con la diada Argelia-Marruecos

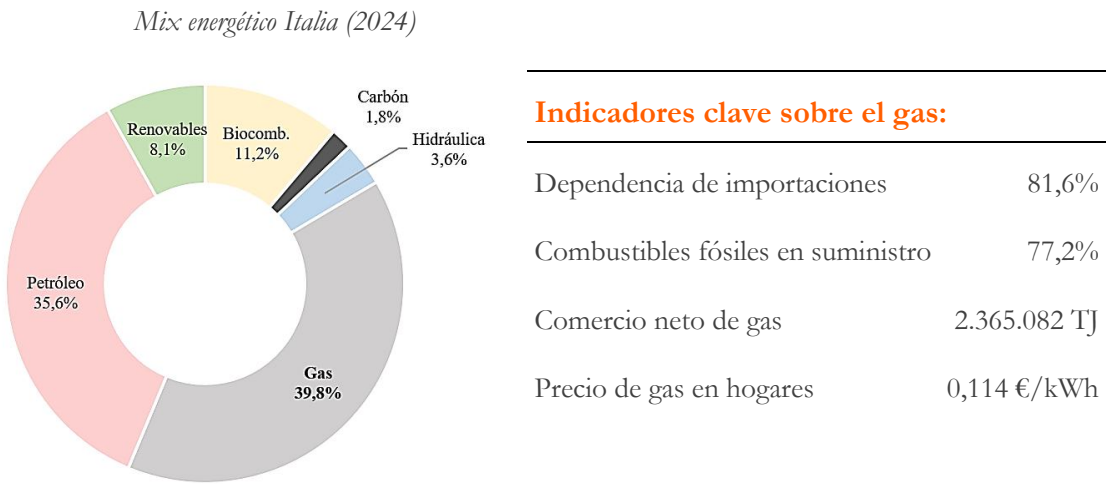
7.1.1.4. Perfil PEN:

- *Psicoticismo (bajo)*: planificador y cumplidor, prefiere la cooperación a la coerción.
- *Extraversión (media-alta)*: abierto a dialogar y diversificar alianzas, actividad alta.
- *Neuroticismo (medio-alto)*: sensible a los shocks externos y reactivo a la coyuntura.

7.1.2. Italia:

Aspirante a *hub* gasístico: aliado de Argelia, conexión europea, dependencia energética.

7.1.2.1. Ficha Técnica:



Fuente: *International Energy Agency*.

7.1.2.2. Grados de libertad estructural:

- Enlace geográfico: norte de África – Europa
 - Conexión por gasoducto con Argelia (TransMed 33,5 bcm/año) + Libia*
 - Capacidad de regasificación aumentada (5 terminales GNL = 26 bcm/año)
 - Almacenamiento subterráneo robusto (202,9 TWh)
- Conexión directa con Centroeuropa
 - Austria, Eslovenia, Suiza (6 puntos de salida)
 - Capacidad de evacuación de 36 bcm
- Presencia en toda la cadena del gas: *upstream*, infraestructura, comercialización
 - Dominancia de Eni

7.1.2.3. Grados de libertad comportamental:

- Plan Mattei: doctrina de Estado “Puerta de Entrada” + disposición a diversificar
- Voluntad declarada de ejercer como *hub* gasístico
- Estrechamiento diplomático con Argelia

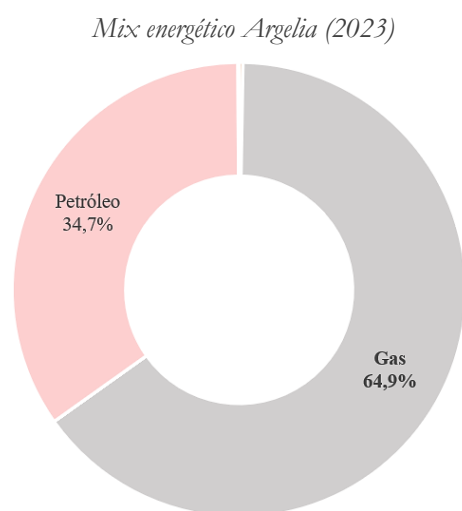
7.1.2.4. Perfil PEN:

- *Psicoticismo (medio)*: planificador estructurado, pero pragmático con sus intereses.
- *Extraversión (muy alta)*: diplomacia muy activa, diversificación.
- *Neuroticismo (bajo)*: estrategia estable.

7.1.3. Argelia:

Proveedor del sur: estado rentista, instrumentalización del gas, riesgo de llegar al techo.

7.1.3.1. Ficha Técnica:



Fuente: *International Energy Agency*.

Indicadores clave sobre el gas:

Dependencia de importaciones	-128,9%
Combustibles fósiles en suministro	99,9%
Comercio neto de gas	-1.84.164 TJ
Precio de gas en hogares	0,01 €/kWh

7.1.3.2. Grados de libertad estructural:

- Grandes reservas de gas (10° del mundo, 3° *shale*)
 - Estado rentista sensible a los precios
 - Yacimientos maduros con pico de producción hacia 2027
 - Demanda interna en crecimiento (4% anual, 45% del consumo total es residencial)
- Infraestructura gasística desarrollada
 - Conexión gasoducto con Europa (Medgaz, TransMed, GME cerrado = 43 bcm/año)
 - Capacidad de licuefacción (Arzew, Skikda = 34 bcm/año)
- Necesidad de inversión extranjera
 - Bid Rounds de 2024 y 2026
 - Limitación de la Ley 19-13 (principio 49/51)

7.1.3.3. Grados de libertad comportamental:

- Voluntad declarada de suministrar gas a Europa (proveedor fiable)
- Dependencia e instrumentalización del gas: maximizar la renta y contrato social
- Búsqueda de inversión y tecnología

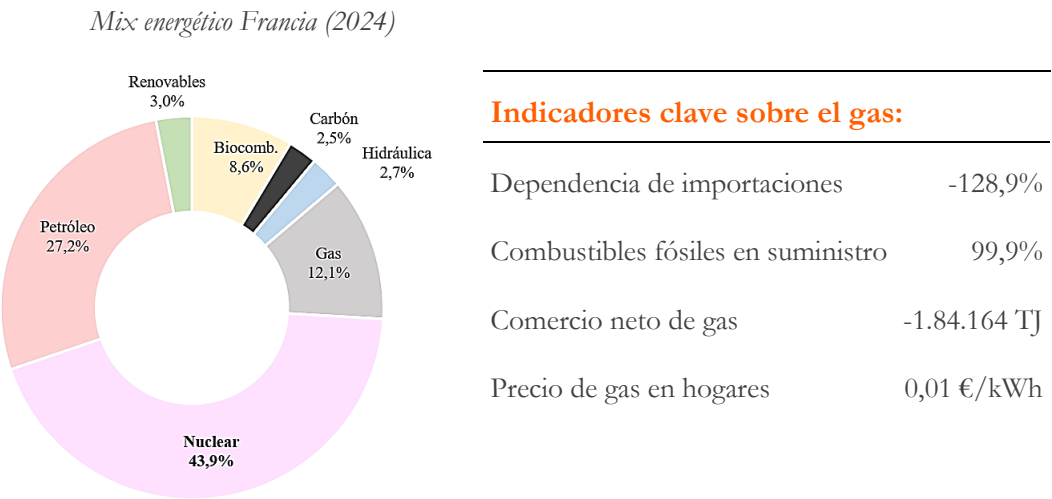
7.1.3.4. Perfil PEN:

- *Psicoticismo (alto)*: socio fiable con quien le es fiel, transaccional, usa la coerción.
- *Extraversión (alta)*: diplomacia activa y narrativa asertiva.
- *Neuroticismo (muy alto)*: vulnerable políticamente, reactivo y recurre a represalias.

7.1.4. Francia:

El condicionante ibérico: potencia nuclear, exportador energético, autonomía estratégica.

7.1.4.1. Ficha Técnica:



Fuente: *International Energy Agency*.

7.1.4.2. Grados de libertad estructural:

- Conexión geográfica amplia
 - Conexión por gasoducto: Noruega, Península Ibérica, Alemania, Bélgica, Suiza
 - Capacidad de regasificación aumentada (5 terminales GNL = 40 bcm/año)
 - Almacenamiento subterráneo considerable (125,7 TWh)
- Mayor autonomía energética de Europa
 - Flota nuclear y presencia reducida del gas en su mix
 - Autosuficiencia en la recepción de gas
- Rol de proveedor
 - Exportador eléctrico (excepto entre 2021-2023 por paradas en su parque nuclear)
 - Nodo gasístico (23,6 bcm en 2025 hacia Bélgica y Suiza)

7.1.4.3. Grados de libertad comportamental:

- Protección de su modelo energético exportador: ingresos EDF (nuclear + gas)
- Preservar la autonomía estratégica europea bajo liderazgo francés
- Instrumentalizar el cuello pirenaico como competición por suministrar energía

7.1.4.4. Perfil PEN:

- *Psicoticismo (alto)*: defiende su interés e instrumentaliza sus palancas sin miedo.
- *Extraversión (media-alta)*: diplomacia activa y asertiva, proyección exterior.
- *Neuroticismo (muy bajo)*: estrategia estable y racional, baja reactividad emocional.

7.2. Anexo 2. Infraestructura gasística clave: flujo y capacidad

Datos: flujo de IEA Gas Trade Flows (2025) y capacidad ENTSOG SYSCAP (2026) con GIE LNG Map (2024).

Tabla A. Gaseoductos de recepción

País	Conexión	Origen	Flujo (bcm)	Capacidad (bcm/a)	Uso
España	Medgaz	Argelia	9,69	11,13	87,1%
	VIP Pirineos	Francia	0,71	7,45	9,5%
	VIP Ibérico	Portugal	0,22	2,63	8,4%
	Badajoz	Portugal	0,40	2,28	17,5%
	Tuy	Portugal	0,01	0,79	1,3%
	GME	Marruecos	0,00	14,63	0,0%
	Total:		11,03	38,91	28,3%
Italia	TransMed	Argelia/Túnez	20,09	38,54	52,1%
	TAP	Azerbaiyán/Albania	10,01	10,00	100,1%
	GreenStream	Libia	0,96	12,79	7,5%
	Transitgas	Suiza	8,32	23,65	35,2%
	TAG	Austria	0,65	43,71	1,5%
	Gorizia	Eslovenia	0,00	1,75	0,0%
	Total:		40,03	130,44	30,7%

Tabla B. Gaseoductos de evacuación

País	Conexión	Destino	Flujo 2025 (bcm)	Capacidad (bcm/a)	Uso
España	VIP Pirineos	Francia → UE	1,04	7,45	14,0%
	VIP Ibérico	Portugal	0,05	4,73	1,1%
	Badajoz	Portugal	0,12	4,38	2,7%
	Tuy	Portugal	0,13	0,96	13,5%
	GME (inverso)	Marruecos	0,89	1,05	84,8%
	Total:		2,23	18,57	12,0%
Italia	TAG	Austria → UE	1,83	8,94	20,5%
	Transitgas	Suiza → UE	0,09	21,02	0,4%
	Bizzarone	Suiza → UE	0,11	0,44	25,0%
	Gorizia	Eslovenia → UE	0,04	1,58	2,5%
	Total:		2,07	31,98	6,5%

Tabla C. Terminales GNL de regasificación

País	Terminal	Tipo	Flujo (bcm)	Capacidad (bcm/a)	Uso
España	Bilbao	Onshore	4,77	7,36	64,8%
	Huelva	Onshore	3,01	12,44	24,2%
	Barcelona	Onshore	2,68	17,96	14,9%
	Cartagena	Onshore	2,61	12,44	21,0%
	Sagunto	Onshore	2,56	9,20	27,8%
	Mugardos	Onshore	2,09	3,77	55,4%
	El Musel	Descarga/recarga	0,94	2,10	44,8%
	Total:		18,66	65,27	28,6%
Italia	Rovigo (Adriatic LNG)	Offshore GBS	8,60	9,64	89,2%
	Livorno (OLT Toscana)	FSRU	4,27	5,52	77,4%
	Piombino	FSRU	4,25	4,38	97,0%
	Panigaglia	Onshore	1,90	4,73	40,2%
	Ravenna	FSRU	1,82	4,99	36,5%
	Total:		20,84	29,26	71,2%

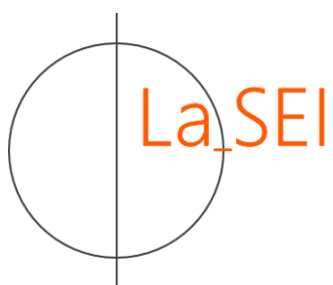
7.3. Anexo 3. Variables del sistema

Nº	Variable	Abreviatura	Definición (e indicadores)
1	Intensidad de la relación bilateral España-Argelia	ESP_DZA	Calidad y profundidad del vínculo político-energético España-Argelia (representación diplomática, visitas de alto nivel, acuerdos energéticos firmados).
2	Intensidad de la relación bilateral Italia-Argelia	ITA_DZA	Calidad y profundidad del vínculo político-energético Italia-Argelia (representación diplomática, visitas de alto nivel, acuerdos energéticos firmados).
3	Respaldo de la UE al <i>hub</i> español	UE_HubESP	Grado de respaldo institucional europeo a los proyectos españoles (número de proyectos PCI con CEF, alineamiento PNIEC-REPowerEU, declaraciones Comisión).
4	Postura de Francia ante la integración ibérica	FRA_IntESP	Postura francesa sobre la interconexión gasística de la Península (decisiones CRE sobre proyectos, utilización de terminales GNL).
5	Instrumentalización política del suministro de gas argelino	InsGas_DZA	Intención de uso del gas como palanca diplomática (amenazas o actos sobre: cortes en el suministro, incumplimiento de contratos, condicionalidad, aumento de precios).
6	Estabilidad política del régimen argelino	EstPol_DZA	Solidez del régimen de Tebboune (2024-2029) y capacidad para mantener el contrato social rentista (legitimidad electoral, presión social, tensiones cívico-militares).
7	Seguridad de las infraestructuras gasísticas críticas	SegInfr	Robustez o vulnerabilidad de gasoductos, terminales, redes (número de rutas operativas, ocurrencia de incidentes -Nordstream 2022, In Amenas 2013).
8	Techo de producción de gas argelino	TechoGasDZ	Capacidad de producción comercializable de Argelia (producción bcm/año, pico de producción, proyectos de inversión).
9	Demanda de gas interna de Argelia	DIntGasDZA	Consumo interno de gas (% de la producción absorbida, crecimiento del consumo).
10	Presencia upstream de actores extranjeros en Argelia	ExtUpDZA	Inversión y presencia en la producción de gas con Sonatrach (producción equity por operador, resultados Bid Rounds).
11	Dependencia española del gas argelino	DepenDZ_ES	Presión española por asegurar suministro argelino (% gas argelino del mix energético, % dependencia exterior, % importaciones, concentración o diversificación de proveedores).
12	Dependencia italiana del gas argelino	DepenDZ_IT	Presión italiana por asegurar suministro argelino (% gas argelino del mix energético, % dependencia exterior, % importaciones, concentración o diversificación de proveedores).
13	Demanda de gas interna de España	DemandaESP	Volumen del consumo español de gas (demanda nacional, % del mix energético, % del mix eléctrico)
14	Demanda de gas interna de Italia	DemandaIT	Volumen del consumo italiano de gas (demanda nacional, % del mix energético, % del mix eléctrico)
15	Precio del gas (en Europa)	PrecioGas	Nivel y volatilidad del precio del gas en Europa (TTF spot, diferencial con otros mercados).
16	Coste de la electricidad en España	CosteElESP	Precio de la electricidad en España condicionado por el peso del gas en la fijación marginal del precio (precio mayorista €/MWh, hueco térmico, diferencial con la UE).
17	Capacidad de recepción de gas de España	RegasESP	Capacidad de España recibir gas vía gasoducto o GNL (bcm/año, operatividad de regasificadoras, almacenamiento, diferencial real vs. capacidad).

18	Capacidad de evacuación de gas de España a la UE	TranGasESP	Capacidad de España de exportar gas hacia Europa vía gasoducto o GNL (bcm/año, flujos, diferencial real vs. capacidad)
19	Capacidad de recepción de gas de Italia	RegasITA	Capacidad de Italia de recibir gas vía gasoducto o GNL (bcm/año, operatividad de regasificadoras, almacenamiento, diferencial real vs. capacidad).
20	Capacidad de evacuación de gas de Italia a la UE	TranGasIT	Capacidad de Italia de exportar gas hacia Europa vía gasoducto o GNL (bcm/año, flujos, diferencial real vs. capacidad)
21	Interconexión eléctrica España-UE	IntEIESP	Grado de conexión eléctrica de España con Europa (% de interconexión, número de cables, capacidad, saldos netos).
22	Interconexión eléctrica Italia-UE	InterEIITA	Grado de conexión eléctrica de Italia con Europa (% de interconexión, número de cables, capacidad, saldos netos).
23	Madurez del corredor H2Med/BarMar	BarMar	Estado decisional y operativo del corredor de H2 (hitos: estudios geofísicos, PCI/CEF, consulta pública, construcción).
24	Infraestructura gasística de Marruecos	InfrEneMAR	Posición energética de Marruecos en materia de infraestructura (gasoducto, terminales GNL).
25	Demanda de gas de los mercados europeos de destino	DemGasUE	Volumen de demanda de gas de los mercados centroeuropeos (consumo interno, flujos reales).
26	Demanda de H2 de los mercados europeos de destino	DemH2UE	Volumen de demanda de los mercados europeos de H2 (contratos, subastas firmadas).
27	Marco regulatorio europeo (marco RE-PowerEU)	RegulaUE	Legislación aprobada por la Unión Europea que habilitan, penalizan, dirigen las acciones de los estados miembro (directivas, reglamentos, hitos regulatorios).
28	Renegociación de contratos con Sonatrach	RenContrat	Calendario, condiciones y decisiones sobre los flujos, precios y plazos de los contratos con Sonatrach con respecto al suministro de gas.

7.4. Anexo 4. Matriz de influencias directas

Variable	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
1	0	1	2	0	4	2	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
2	1	0	2	0	4	2	0	0	0	3	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
3	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0	0	0	1	1
4	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	0	3	0	0	3	0	2	0	0	0	0	0
5	3	1	0	0	0	0	0	0	0	1	3	3	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	2
6	2	2	0	0	3	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
7	1	1	0	0	0	1	0	4	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	2	2	0	0	0	2	1	1	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
9	0	0	0	0	1	1	0	2	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
10	1	2	0	0	0	1	0	2	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
11	0	0	0	0	3	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
12	0	0	0	0	3	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
13	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2
14	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
15	1	1	1	0	0	2	0	0	0	0	1	1	1	1	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3
16	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	1	0	0	0	0
17	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	0	0
24	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	1	1	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0
27	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	2	1	0	0	0
28	1	1	0	0	2	0	0	0	0	1	2	2	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



**Reports de Inteligencia Económica
y Relaciones internacionales**

[ISSN 2660-7352]

PUBLICACIONES DE LA ESCUELA DE INTELIGENCIA ECONÓMICA DE LA UAM

