

Otra ronda de gas argelino para Europa

Gonzalo Escribano | Investigador principal y director del Programa de Energía y Cambio Climático, Real Instituto Elcano | @g_escribano 

Tema

Perspectivas del gas argelino en el mercado europeo.

Resumen

Se analiza la evolución reciente de la producción y exportaciones de gas natural de Argelia, sus vectores de impulso, las barreras que afronta y las principales implicaciones para la Unión Europea.

Análisis¹

El aumento de la producción y las exportaciones de gas natural de Argelia en los últimos años, el lanzamiento de nuevas rondas de licitación bajo una ley de hidrocarburos más atractiva y el aumento esperado de la demanda europea por su desacoplamiento del gas ruso han reavivado el interés de la Unión Europea (UE) por el gas argelino. Entre los analistas hay división de opiniones entre quienes apuntan a un auge y los que dudan que Argelia consiga aumentar sus exportaciones a la UE. Esta diferencia de pareceres lleva años planeando sobre Argelia, cuyas perspectivas de producción nunca han cumplido los optimistas pronósticos del gobierno, pero tampoco los alarmistas sobre un colapso inminente de la producción y las exportaciones.

La pasada década, el escenario central para el gas argelino era el de una continuidad deteriorada.² Entonces Argelia no supo aprovechar las oportunidades de las primeras interrupciones del suministro ruso para situarse como suministrador estratégico de la UE por su escaso dinamismo inversor y productor, además de por sus problemas internos. El contexto geopolítico de los mercados de gas europeos también ha cambiado

¹ Este análisis se ha beneficiado de varias conversaciones con los miembros del Grupo de Trabajo de Energía y Clima del Real Instituto Elcano familiarizados con Argelia y/o el sector energético argelino. El autor agradece los comentarios y sugerencias recibidos, que han mejorado sustancialmente el texto inicial. No obstante, las opiniones expresadas y cualquier error que pueda subsistir son exclusiva responsabilidad del autor. Publicación realizada en el marco del Proyecto de I+D financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades "Hacia una Geoestrategia y Política Exterior de España y la UE para la Región del Estrecho (GEOESTRECHO)", PID2023-149810NB-I00.

² Gonzalo Escribano (2017), "Algeria: Global challenges, regional threats and missed opportunities", en Westphal y Jalilband (eds), *The Political and Economic Challenges of Energy in the MENA Region*, Routledge, págs. 221-235. Una muestra del debate actual puede verse en: Wood Mackenzie (2024), "What next for Algeria's burgeoning gas market?", septiembre; y Mostefa Ouki (2025), "North Africa Gas: Producers aim to preserve export role", *OIES Energy Comment*, enero.

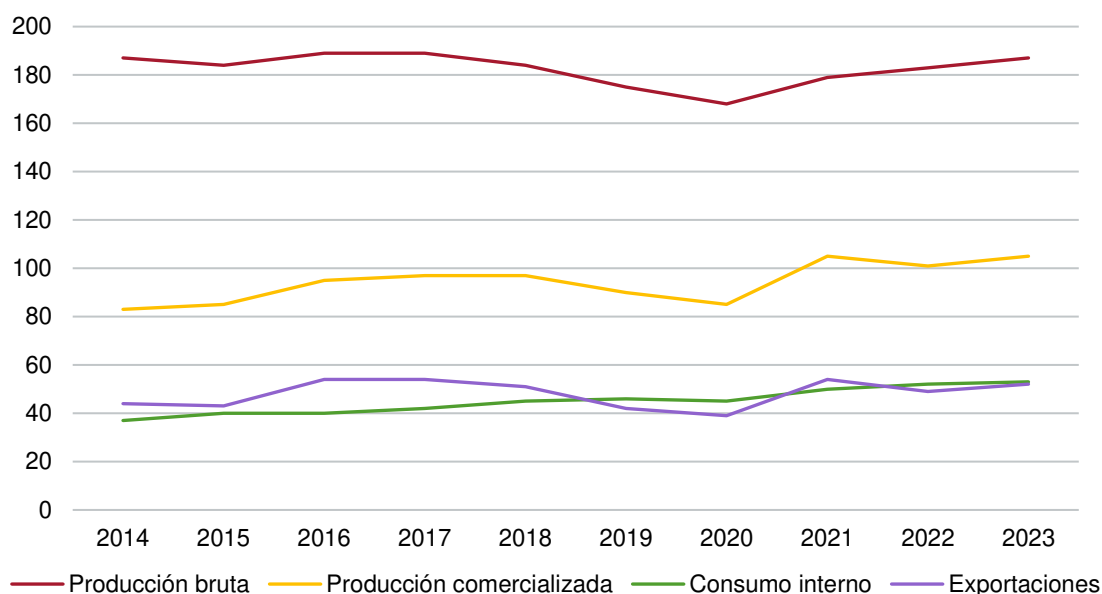
sustancialmente tras perder la flexibilidad ofrecida por los gasoductos rusos y, tanto las importaciones de gas ruso por el Turkstream como por gas natural licuado (GNL), deben terminar en 2027; además, [la política de dominio energético](#) y rivalidad con Europa de [la segunda Presidencia Trump](#) aconseja preservar fuentes de diversificación del GNL estadounidense si la UE quiere mantener una mínima autonomía estratégica. La situación política interna argelina también es percibida como más estable y segura que durante la pasada década.

Estas nuevas circunstancias ofrecen otra ronda de oportunidades a Argelia y a la UE para aprovechar sus complementariedades. Con el objetivo de identificar y evaluar estas oportunidades, se analiza primero la evolución reciente de la producción y exportaciones del gas argelino. A continuación, se estudian sus perspectivas, diferenciando entre los vectores de impulso y las barreras que afronta, tanto a nivel doméstico como en la UE, incluyendo sus nuevas normativas ambientales. El análisis concluye que la UE debe mandar un mensaje claro de compromiso político que muestre sensibilidad a las demandas de Argelia, ofreciendo al país perspectivas de seguridad de demanda de gas como socio estratégico europeo, ayudándole a cumplir sus nuevas normas ambientales y a diseñar una senda creíble para transformar gradualmente su sector energético.

1. Evolución y tendencias

Entre 2020 y 2023 Argelia aumentó significativamente su producción de gas natural. Tanto la producción bruta como la comercializada (la bruta menos la reinyectada en yacimientos) aumentaron en unos 20 miles de millones de metros cúbicos (bcm), permitiendo el crecimiento de las exportaciones y del consumo interno (Figura 1). Aunque la tendencia reciente es positiva, ni la producción bruta ni las exportaciones de gas de Argelia han superado los máximos de la década pasada (Figuras 1 y 2) y el [Banco Mundial prevé una leve caída de la producción en 2024](#).

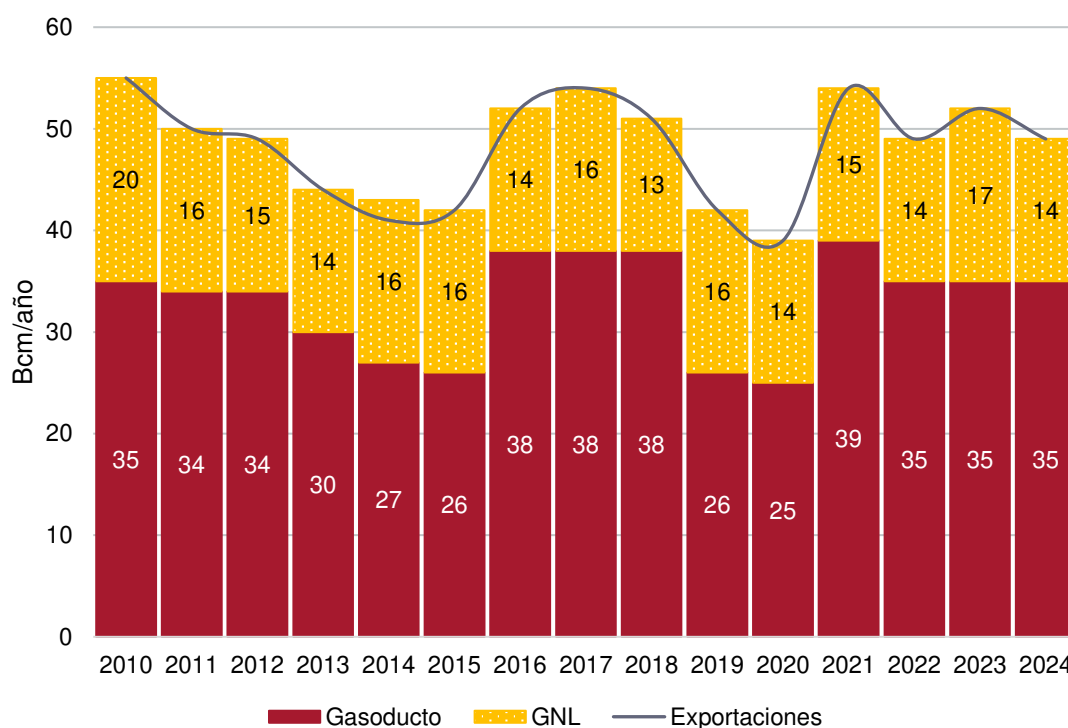
Figura 1. Producción bruta, comercializada y exportaciones de gas de Argelia, 2014-2023 (bcm)



Nota: bcm miles de millones de metros cúbicos-billion cubic meters. Fuente: GECF, [2024 Annual Statistical Bulletin](#).

Las exportaciones de gas natural pasaron de 39 bcm en 2020 a 49 bcm en 2024, aumentando por gasoducto de 25 a 35 bcm, pero manteniéndose las de GNL en los 14 bcm tras alcanzar en 2021 el máximo desde 2010 (18 bcm, Figura 2). En 2024, se registró un descenso de las exportaciones, especialmente agudo durante el verano por la menor demanda europea y el aumento de la demanda interna de climatización por las altas temperaturas.

Figura 2. Exportaciones de gas de Argelia, 2010-2024 (bcm)



Fuente: [MEES](#) en base a JODI, SNAM, ENAGAS, ETAP, KPLER.

Pese a las promesas argelinas de aumentar las exportaciones durante la crisis energética europea desencadenada por la invasión rusa de Ucrania, sus exportaciones de gas a la UE han mostrado un dinamismo limitado. Según [Bruegel](#), habrían bajado de 37 bcm en 2021 a 32 bcm en 2024. Tras el cese de las exportaciones por el Gasoducto Magreb-Europa (GME) que transitaba por Marruecos se produjo una redirección de las exportaciones argelinas de España y Portugal hacia Italia por el gasoducto Transmed. En 2024, no obstante, las exportaciones argelinas a Italia cayeron hasta los 21 bcm, las más bajas en cuatro años a pesar del compromiso entre ambos países de impulsarlas.

Esta evolución resulta decepcionante considerando que incluye el gas exportado por Argelia a través de Italia a Eslovenia desde 2023 y a la República Checa desde octubre de 2024, pero se explica sobre todo por la baja demanda italiana. En 2024, los flujos por el Transmed alcanzaron su mínimo desde 2021, apenas 21 bcm para una capacidad de 33,5 bcm. El Medgaz, que une directamente Argelia con España y cuya capacidad anual se aumentó de ocho a 10,5 bcm en 2022, transportó en 2024 un récord de 9,4 bcm. Este

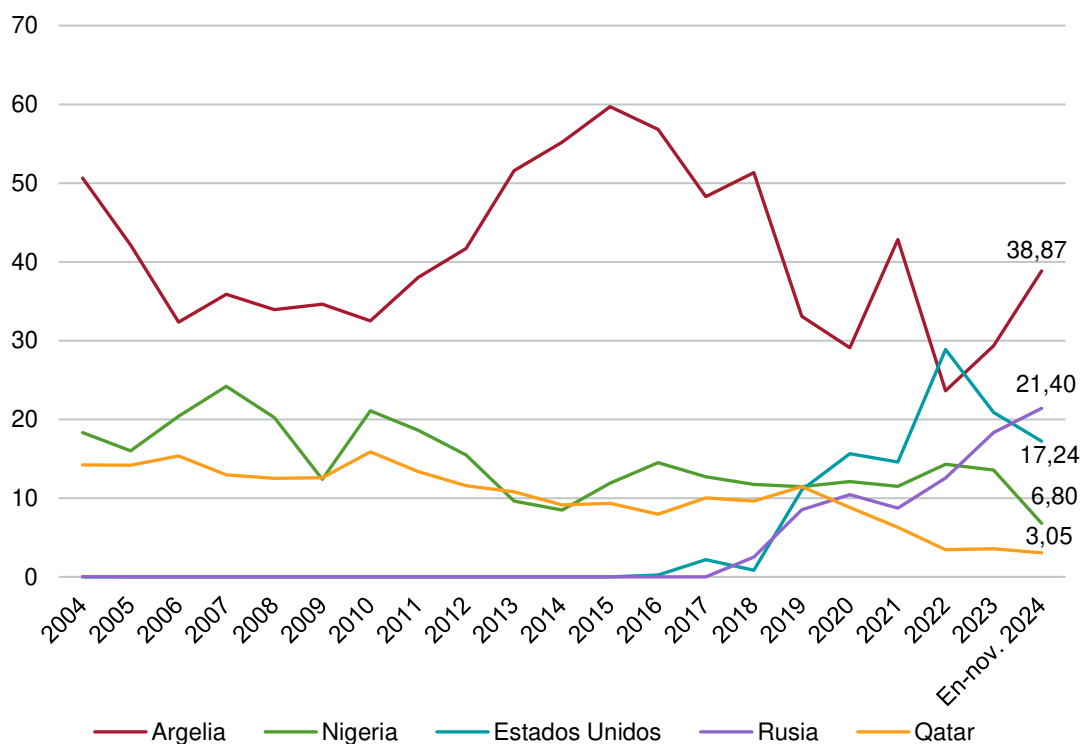
flujo sigue por debajo los volúmenes típicos exportados por Argelia a España hasta 2021, cuando dejó de operar el GME.

Argelia es uno de los pioneros del GNL,³ que exporta principalmente a Europa. Sus exportaciones de GNL rozaron los 17 bcm en 2023, el máximo desde 2010, pero bajaron un 14% en 2024 hasta 14,5 bcm, según MEES (Figura 2). En 2024, Turquía siguió siendo el principal cliente de GNL argelino, seguida por Francia, España e Italia. En cambio, la estrategia de Sonatrach de diversificar hacia los mercados asiáticos se ha visto frenada por los ataques huzí en el mar Rojo y en 2024 sólo exportó dos cargamentos. Durante la crisis energética europea, Sonatrach renovó sus contratos de suministro de GNL con la empresa turca BOTAS por tres años más, de 2024 a 2027, así como con la griega DEPA, las francesas Engie y TotalEnergies de forma indefinida. Los contratos de suministro a largo plazo comprometen más de 10 bcm y Sonatrach vende el resto en el mercado *spot*.

El gas de Argelia sigue desempeñando un papel estratégico para España. Las importaciones españolas de gas argelino casi supusieron el 60% del total a mediados de la década de 2010 para luego caer, especialmente tras el cierre del GME, hasta el 24% en 2022 (Figura 3). Ese año, Estados Unidos (EEUU) superó a Argelia como principal suministrador de gas de España, posición que recuperó en 2023 y 2024. Con los datos disponibles (hasta noviembre) para 2024, Argelia suministró el 39% de las importaciones españolas de gas, 31% por el Medgaz y 8% por GNL (Figura 4). El crecimiento de los volúmenes importados en 2023 y 2024 se produjo sobre todo por GNL, aunque el Medgaz funcionó en 2024 casi a su capacidad nominal y transportó volúmenes récord pese a que en septiembre de 2024 redujo su flujo por tareas de mantenimiento estándar programadas.

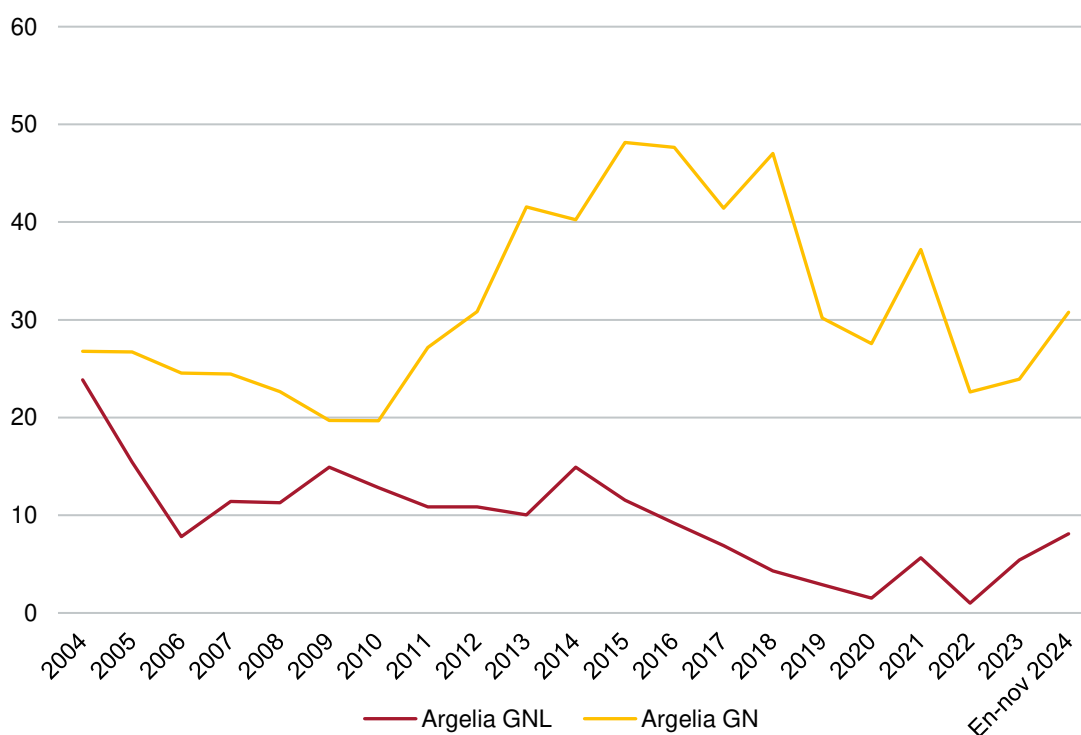
³ El primer envío comercial de GNL se exportó en 1964 desde la planta argelina de Arzew, la primera terminal de licuefacción de alta capacidad; en 1969 se producía la primera exportación hacia España.

Figura 3. Importaciones españolas de gas natural por suministrador, 2004-noviembre de 2024 (% sobre total de gigavatio/hora)



Fuente: Cores.

Figura 4. Importaciones españolas de gas de Argelia, 2004-noviembre de 2024 (% sobre total en gigavatio/hora)



Fuente: Cores.

Un elemento crecientemente importante dada la nueva normativa de la UE sobre metano son las elevadas emisiones argelinas de este gas de efecto invernadero. Con datos del [Methane Tracker del Banco Mundial](#), el país ocupaba en 2023 el puesto 19º entre los emisores mundiales de metano; y el 11º entre los emisores de metano relacionado con la energía, con casi el 80% de sus emisiones de metano procedentes del sector energético. Sobre el total de las emisiones del sector energético, el 70% se dieron en el del petróleo, sobre todo por venteo (*venting*) y quema (*flaring*) de grandes volúmenes de gas no aprovechado. El sector del gas representó casi el 25%, sobre todo por venteo; al igual que en el sector petrolero, las pérdidas por fugas en el del gas también son importantes.

2. Perspectivas de impulso

Las perspectivas argelinas de producción y exportación de gas presentan una tendencia mixta. Entre los vectores de impulso se encuentran: (a) la progresiva entrada en operación de proyectos en curso desde hace años y la explotación de recursos sin desarrollar; (b) las mejoras en el mega-campo de Hassi R'Mel; (c) el cierre de acuerdos bilaterales con compañías internacionales; (d) la nueva ronda de licencias *upstream*; (e) una ley de hidrocarburos más propicia; (f) el interés de Chevron y Exxon por explotar los grandes recursos no convencionales del país; (g) una capacidad ociosa de exportación a las puertas de una Europa que busca sustituir sus importaciones rusas de gas y diversificar las de EEUU, así como la percepción de que el país cuenta (h) con un contexto geopolítico relativamente favorable y (i) mayor estabilidad política que otros productores del norte de África.

- (a) La lenta entrada en operación de proyectos que acumulan retrasos desde hace años ha permitido aumentar la producción de gas y el [Banco Mundial prevé aumentos moderados para 2025 y 2026](#) tras la leve caída de 2024. En 2023, Sonatrach anunció [inversiones por 50.000 millones de dólares durante 2024-2028](#) en el sector de petróleo y gas del país, más del 70% en proyectos de exploración y producción. [Wood Mackenzie](#) prevé el pico de la producción comercializada para 2027, año a partir del cual empezaría a declinar. Los aumentos de producción proceden sobre todo de los proyectos del Suroeste, tanto los de la fase 1 como los de la fase 2, ambas muy retrasadas. Algunos proyectos de la fase 1 han resultado muy complejos técnicamente y su explotación, además de retrasarse, ha ajustado a la baja los volúmenes recuperables. Otra fuente de crecimiento de la producción es la explotación de recursos sin desarrollar, aunque Argelia cuenta ya con pocos yacimientos convencionales de gas sin explotar.
- (b) Las mejoras en Hassi R'Mel, el mayor campo y *hub* de gas del país (aproximadamente la mitad de su producción comercializada), han soportado la producción en los últimos años y seguirán siendo claves a corto y medio plazo. Además de las mejoras realizadas, Sonatrach planea nuevos trabajos de compresión para mantener estable la producción hasta 2030. Pese a tratarse de un yacimiento maduro cuyo declive presenta riesgos a la baja y sólo puede postergarse, Hassi R'Mel ya ha sorprendido en el pasado por su respuesta a las mejoras, por lo que [sus perspectivas de producción pueden estar infravaloradas](#).

- (c) Los acuerdos bilaterales alcanzados con grandes compañías internacionales como Exxon, Chevron, Eni, Sinopec o TotalEnergies suponen otra fuente potencial de inversión. Su interés compensa la salida en los últimos años de BP, Shell, ConocoPhillips y Petronas, diversificando su *upstream* y aportando nuevas capacidades inversoras y técnicas.
- (d) La nueva ronda de licitaciones de exploración y producción fue lanzada en octubre de 2024 coincidiendo con la *North Africa Energy and Hydrogen Exhibition and Conference* (NAPEC) de Orán. Es la primera en un decenio desde la ronda de 2014, saldada con un sonoro fracaso tras adjudicar sólo cuatro de los 31 bloques ofrecidos por su escaso atractivo. [Para algunos analistas, esta vez puede ser diferente.](#) Aunque la geología del país no ha cambiado, las circunstancias regulatorias serían ahora más propicias. Los seis perímetros ofrecidos, salvo uno, se encuentran en [cuencas de hidrocarburos conocidas propensas al gas natural](#) y cerca de infraestructuras existentes, lo que facilita su desarrollo y transporte. En principio, se lanzarán cinco rondas, una cada año hasta 2028, y se espera que las siguientes se centren en nuevos proyectos de gas. Argelia espera obtener [hasta 20 bcm anuales de estas licitaciones en los próximos cinco a 10 años.](#)
- (e) El entorno regulatorio ha mejorado gracias a la ley de hidrocarburos 19-13 de 2019, que sustituye a la muy nacionalista ley de 2005 mejorando los términos fiscales. Según [Wood Mackenzie](#), la participación del gobierno para un yacimiento de gas tipo habría bajado del 80% al 56-69%, mientras que las tasas internas de retorno habrían aumentado del 5-10% al 19-23%. Estos nuevos términos han aumentado la competitividad de Argelia para atraer inversiones en el *upstream*, resultando más atractivas que las de Egipto y Libia.
- (f) La firma en 2024 de sendos *MoUs* entre Sonatrach y Chevron y ExxonMobil para evaluar y desarrollar los recursos no convencionales de gas mejora significativamente las perspectivas de producción argelinas. Chevron y ExxonMobil cuentan con sólidos balances y gran experiencia en gas no convencional, tanto en EEUU como en el yacimiento argentino de Vaca Muerta, donde ExxonMobil acaba de vender sus activos. Hay consenso en que la explotación de los recursos no convencionales es la única forma de compensar el declive de la producción convencional y mantener las exportaciones. [Según la US EIA](#), Argelia cuenta con los terceros mayores recursos recuperables de gas no convencional, sólo por detrás de China y Argentina. A diferencia de la última ronda de licitación de 2014, cuando las autoridades no tenían claro qué hacer con sus mejores formaciones de gas de esquisto, la nueva ronda parece apostar por su explotación. Los términos de la ley 19-13 también la incentivan con menores regalías e impuestos. El gobierno está ahora alineado con la estrategia de Sonatrach, que ha desarrollado un plan para mitigar la oposición local registrada en el pasado. Hay consenso entre analistas y representantes del sector en que el gas no convencional es el vector que puede permitir a Argelia reposicionarse a largo plazo en exploración y producción; algunos también consideran que esta vez las compañías estadounidenses “van en serio”. Desde la perspectiva geoeconómica, incorporarlas al patrón de interdependencia energética entre la UE y Argelia podría ayudar a mitigar los efectos de las previsibles exigencias de dominio gasista de la Administración Trump.

- (g) Argelia tiene una capacidad ociosa de exportación significativa a las puertas de la UE, que según el plan *REPowerEU* debe sustituir para 2027 las importaciones rusas de gas que todavía llegan por GNL y el gasoducto Turkstream tras el cierre del tránsito por Ucrania. El cierre de gasoductos entre Rusia y Europa aumenta el valor estratégico de los existentes con Argelia, Azerbaiyán, Libia y Noruega. Los gasoductos que exportan gas noruego a Alemania, Bélgica y Dinamarca operan [cerca de su capacidad nominal](#) y sólo el que exporta a los Países Bajos cuenta con capacidad ociosa. El gasoducto Trans Anatolian (TANAP) que transporta el gas azerí también opera al límite de su capacidad. El Greenstream desde Libia a Italia opera a baja capacidad y está sometido a la volatilidad de la producción del país. En cambio, Argelia cuenta con tres gasoductos hacia la UE: el Medgaz con España funciona cerca de su capacidad nominal, pero el GME hacia España y Portugal está cerrado y el TransMed hacia Italia opera muy por debajo de su capacidad. A ello se suman sus terminales de licuefacción y su flota de metaneros.
- (h) La situación geopolítica del país se percibe como relativamente estable, más que hace unos años y que la de otros productores mediterráneos como Libia o Israel. Egipto ha vuelto a ser importador neto de gas y los grandes productores del golfo Pérsico como Qatar afrontan riesgos en el tránsito por el mar Rojo. Aunque la situación en Libia y el Sahel es compleja, las infraestructuras de producción argelinas están bien protegidas y no han sufrido ataques significativos desde el asalto al campo de In Amenas en 2013. Tampoco la escalada militar y diplomática con Marruecos se identifica como una amenaza para el sector. El riesgo de que los gasoductos mediterráneos sean dañados es mucho menor que en el Báltico, tanto por la profundidad a que discurren como por la relación estratégica de Argelia con Rusia (y China).
- (i) También se percibe una mayor estabilidad interna que en la década pasada, cuando la salud de Bouteflika y las maniobras para su sucesión levantaban gran incertidumbre y también ha mejorado el regulatorio. [El entorno político interno es más predecible](#), el [movimiento Hirk de contestación ha sido reprimido](#) y su revitalización no parece previsible. El presidente Tebboune acaba de ser reelegido para un segundo mandato y, aunque hay rumores sobre su estado de salud, la élite político-militar que controla los resortes del poder (*Le Pouvoir*) ya está [preparando una sucesión tranquila](#).

3. Barreras argelinas

Entre las barreras domésticas están: (a) el crecimiento del consumo nacional; (b) los requerimientos de reinyección de gas en los yacimientos; (c) los sistemáticos retrasos en completar los proyectos; (d) las dudas sobre el resultado de la nueva ronda de licitación y de los acuerdos y *MoUs* con las compañías internacionales; (e) incluyendo la explotación del gas no convencional, así como (f) algunas limitaciones en sus capacidades de exportación. La propia UE también plantea sus propias barreras e incertidumbres, como (g) la dificultad de conciliar a medio y largo plazo la transición energética europea con las exportaciones argelinas de gas; (h) las regulaciones ambientales comunitarias sobre metano, el Mecanismo de Ajuste en Frontera por Carbono (CBAM) y el régimen de comercio de derechos de emisión europeo (ETS), y

(i) la falta de propuestas energéticas cooperativas creíbles a largo plazo más allá del gas natural.

(a) El aumento del consumo doméstico sigue presionando las exportaciones, superándolas en varios de los últimos años (Figura 1) y creciendo a un 4% anual entre 2014 y 2023. Ese año alcanzó los 53 bcm, algo más de la mitad de la producción comercializada según los datos del [GECF](#). Este fuerte crecimiento del consumo contrasta con un crecimiento cero de la producción bruta y del 2,7% de la comercializada en el mismo periodo. Las políticas para contener la demanda interna de gas consisten básicamente en reducir las subvenciones y desarrollar renovables para sustituir el consumo doméstico de gas y liberarlo para la exportación. La reducción de subvenciones se ha aplicado recientemente, pero sólo al sector industrial. La subida de los precios de gas y electricidad al sector residencial se descartan por su impopularidad, por lo que el efecto de las medidas de demanda será limitado. Sonatrach deberá encontrar un equilibrio entre sus ingresos por exportaciones y ventas industriales, y sus costes de producción y remuneración a las compañías internacionales; sin ese equilibrio no habrá incentivos a la inversión en el desarrollo de nuevos yacimientos. [La Agencia Internacional de la Energía \(AIE\)](#) [estima](#) que la demanda de electricidad en Argelia creció un 5,4% en 2024 y prevé que crezca a un 5,2% anual hasta 2027, representando el gas natural el 99% de la generación. En julio de 2024, Argelia alcanzó un récord de demanda superando los 19 GW, para una capacidad instalada de más de 25 GW. Gracias a las mejoras de la red y a la nueva central eléctrica de Mostaganem, Argelia es capaz de gestionar su creciente demanda. Aunque Argelia mantiene un objetivo de generación de energía renovable de 15 GW para 2035, la capacidad actual está por debajo de 600 MW, [unos 450MW de solar y apenas 10 MW de eólica](#). El objetivo del gobierno es alcanzar 22 GW de capacidad renovable instalada y un 27% de generación renovable en 2030. Su cumplimiento resulta poco probable, pero no puede descartarse un crecimiento importante de la solar fotovoltaica, que [podría alcanzar los 9 GW en ese año](#). En todo caso, el despliegue de renovables será un proceso lento en el que Argelia puede beneficiarse del acompañamiento europeo; pero también [del chino](#), como viene haciendo los últimos años.

(b) Los requerimientos de reinyección constituyen una barrera adicional al aumento de los volúmenes de gas comercializado. Uno de sus vectores indirectos de crecimiento han sido los límites de producción de petróleo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo plus (OPEP+), que han reducido la reinyección de gas en los yacimientos de crudo. Hasta 2020, Argelia reinyectaba entre el 30% y el 40% de su producción bruta de gas para producir petróleo, pero tras las restricciones impuestas por la OPEP+ la tasa de reinyección ha bajado al 25%. Si la OPEP+ retirase sus restricciones debido a nuevas sanciones estadounidenses sobre Irán o una presión adicional de la Administración Trump sobre el cartel, Argelia podría aumentar de nuevo las tasas de reinyección. No obstante, algunos observadores dudan de que el país pudiera aumentar su producción de crudo a corto plazo de manera sustancial.

- (c) Los recurrentes retrasos en los proyectos del Suroeste de la fase 1 y las dificultades encontradas en su explotación pueden reproducirse en la fase 2, con lo que la producción puede resentirse, adelantando y acelerando su declive. Los nuevos proyectos para explotar recursos sin desarrollar son descubrimientos marginales cada vez más pequeños y complejos técnicamente, cuya producción y rentabilidad serán menores a los de los grandes yacimientos en explotación. Junto con los proyectos en curso, los nuevos desarrollos pueden mantener el nivel de producción comercializada hasta la década de 2030, pero no mucho más allá. Para revertir el declive de la producción a largo plazo, Argelia necesita desarrollar otros recursos.
- (d) Persisten las dudas sobre el resultado de las nuevas rondas y la concreción de los acuerdos bilaterales. Pese a las mejoras en los términos fiscales, la nueva ley 19-13 mantiene el principio 49/51 que reserva el 51% de los proyectos a Sonatrach. Esta falta de control sobre los proyectos es muy criticada por las compañías internacionales, que demandan mayor margen de maniobra. La coexistencia de la vía bilateral con las rondas implica una competencia entre ambas: si las compañías consideran que pueden obtener mejores condiciones en sus acuerdos bilaterales, podrían no acudir a las rondas o hacerlo a título tentativo. También hay dudas sobre cuántos de los acuerdos y *MoUs* firmados con las compañías internacionales se materializarán en contratos y decisiones finales de inversión, y en qué condiciones. Exxon, Chevron, Eni, Sinopec y TotalEnergies tienen una indudable capacidad técnica e inversora, pero sería importante diversificar la cartera de operadores en el *upstream* del país. Otros *MoUs* tienen carácter político y no aportan nada a la producción de gas argelino, como los firmados con la venezolana PDVSA o la boliviana YPFB.
- (e) Los acuerdos con Chevron y ExxonMobil para desarrollar los recursos no convencionales presentan el futuro más incierto. Su explotación resulta muy compleja técnicamente, muy intensiva en capital y requiere gran agilidad inversora y logística. Las barreras para su explotación en Argelia son innumerables: una geología donde el *fracking* no ha sido probado, costes elevados, escasez de agua, oposición pública, limitaciones en la cadena de suministro y una burocracia ineficiente, lenta y rígida. Es previsible que las compañías negocien condiciones contractuales, fiscales y logístico-administrativas más favorables que pueden generar rechazo en los sectores más nacionalistas. Aunque los acuerdos se materialicen, no se espera un desarrollo rápido y masivo como el de Estados Unidos. Un modelo más cercano sería Argentina, cuya producción de esquisto en Vaca Muerta fue en su momento descartada por barreras logísticas, regulatorias y burocráticas semejantes, pero cuya remoción ha impulsado la producción y mostrado que pueden ser superadas. La gran diferencia es el trato a las compañías privadas, por lo que es previsible que éstas planteen mejoras en las condiciones de participación (el 49/51) y crear un marco ágil de actuación en los suministros y logística del equipo necesario (aduanas, zona franca), así como un mercado competitivo de exportación. Atraer a empresas más pequeñas y dinámicas implicaría un esfuerzo adicional de transparencia y mejoras contractuales difícil de vislumbrar. En el mejor escenario, Argelia podría comercializar sus primeros volúmenes de gas no convencional en la próxima década, a tiempo de mitigar el declive de sus campos convencionales. En todo caso, según algunos observadores su potencial no se

confirmaría hasta unos dos años después de iniciar las campañas de exploración y producción.

- (f) Pese a contar con capacidad ociosa en el TransMed y en sus plantas de licuefacción, el estado de éstas y el cierre del GME limitan sus capacidades de aumentar y diversificar las exportaciones. El GME funciona en flujo reverso España-Marruecos y el Medgaz está casi plenamente ocupado. Cuando los trabajos programados de mantenimiento del Medgaz redujeron su flujo temporalmente en septiembre de 2024, [los precios del gas en España subieron significativamente](#); no obstante, algunos participantes del mercado consideran que no produjo mayor afectación a los precios del gas en España y que dicha subida se enmarcaría en una coyuntura de mercado con precios al alza. Las tensiones bilaterales con Marruecos no hacen previsible una reapertura del GME, por lo que ese corredor y la flexibilidad que aportaba parecen perdidos por razones geopolíticas. Sonatrach cuenta con [cuatro plantas de licuefacción operativas y siete metaneros](#) de tamaño mediano en propiedad. Tres de las plantas están en Arzew y la cuarta en Skikda, recientemente reacondicionada por Sinopec pero con recurrentes problemas técnicos para operar a su capacidad nominal. Estas capacidades son considerables para abastecer a los mercados de GNL europeos y Turquía, pero no está claro que respaldasen un aumento significativo de las exportaciones hacia Asia. Lo previsible es que los mercados europeos sigan concentrando el GNL argelino.
- (g) Desde una perspectiva europea resulta difícil conciliar a medio y largo plazo la transición energética con las importaciones argelinas de gas. La estrategia de descarbonización europea exige reducir las emisiones que genera el consumo de gas natural. Tras la crisis energética de 2022 planes como *REPowerEU* proyectan descensos más acelerados de la demanda de gas natural y su sustitución por renovables, además de un mayor papel para suministradores alternativos a Rusia, como Noruega y Azerbaiyán por gasoducto. Aunque Argelia figura entre los suministradores cortejados por la UE, *REPowerEU* no incluye un aumento de sus suministros, precisamente por las incertidumbres sobre su producción y exportaciones. La caída de la demanda europea de gas genera preocupaciones de seguridad de demanda en Argelia, pero su estrategia de diversificación en mercados más dinámicos como los asiáticos afronta las limitaciones descritas. Este efecto es relevante para un país que tiene que acometer importantes rondas exploratorias de recursos convencionales y no convencionales, cuyos frutos sólo se materializarán a medio y largo plazo.
- (h) Las regulaciones de la UE sobre emisiones de metano, el ETS y el CBAM implican nuevas barreras de acceso a los mercados europeos para el gas argelino.⁴ La normativa sobre metano abarca las emisiones de la cadena de suministro del gas natural, cuya penalización a partir de 2030 es lo que más puede afectar a Argelia. También le afecta la reciente aplicación del EU ETS al sector marítimo y la entrada en vigor prevista para 2027 del ETS2, que incluirá las emisiones en edificios y pequeñas industrias y es percibido por Argelia como una amenaza a su seguridad

⁴ Mostefa Ouki (2024), "Market and regulatory headwinds build for MENA gas exporters to Europe", *OIES Paper*, NG 194, octubre.

de demanda de gas en la UE. El CBAM afecta ya a sus exportaciones de fertilizantes, cemento y acero, y lo haría a las exportaciones de electricidad propuestas por Argelia. No se trata sólo de las barreras económicas, sino también de las barreras en monitoreo, verificación y reporte (MVR) para los importadores europeos y, sobre todo, la propia Sonatrach.

- (i) La falta de propuestas transformativas y cooperativas creíbles más allá del gas natural. Se ha planteado la necesidad de un [nuevo guion energético y climático euro-mediterráneo](#) basado en la diversificación de las importaciones de gas europeas de Rusia, pero también en la descarbonización y la acción climática. Argelia es un socio natural para esa diversificación, pero pide a la UE gradualidad para reducir su huella de carbono y acompañamiento en su acción climática, tanto en mitigación como en adaptación. En paralelo, intenta diversificar su posicionamiento hacia nuevos vectores de interdependencia energética con la UE, como la electricidad, el hidrógeno o la industria descarbonizada. Con contadas excepciones, el apoyo europeo a la descarbonización en Argelia ha sido limitado en el fomento de renovables o en la adaptación a las nuevas regulaciones.

4. Implicaciones para la UE

De las tres últimas barreras se derivan las respectivas implicaciones directas para la UE: ofrecer a Argelia perspectivas ciertas de demanda europea de gas como socio estratégico natural de la UE, acompañarla para que supere alguna de las nuevas barreras ambientales a su gas natural y ofrecer propuestas creíbles para transformar su sector gasista a medio plazo y el energético a más largo término.

La primera implicación es que Argelia es un socio natural de la UE cada vez más estratégico para su mercado de gas natural: en 2024 fue su cuarto suministrador, con casi el 15% de sus importaciones (11,1% por gasoducto y 3,8% como GNL), sólo por detrás de Noruega (casi el 32%, todas por gasoducto), Rusia (casi el 19%, por gasoducto y GNL conjuntamente) y EEUU (18%, GNL), y muy por delante de Azerbaiyán (4,6%, gasoducto) y Qatar (3,9%, GNL). El cierre de final de 2024 del corredor ucraniano acelera el desacoplamiento europeo del gas ruso tras el cierre de los gasoductos Yamal y Nord Stream I y II. El único que sigue abierto es el Turkstream, que discurre por el mar Negro y Turquía hasta Bulgaria, Serbia y Hungría (unos 16 bcm anuales). A estos se añaden unos 20 bcm importados por GNL desde Rusia. El plan *REPowerEU* contempla el cese de todos estos flujos de manera no vinculante para 2027, pero han aumentado las presiones para incluir el gas entre las nuevas sanciones europeas a Rusia.

Los sucesivos cierres de los gasoductos rusos han reducido la flexibilidad del mercado europeo del gas natural. Los gasoductos constituyen una fuente de suministro continuo, basada en contratos a largo plazo que dan flexibilidad al sistema y reducen las necesidades de almacenamiento. Suelen distinguirse tres tipos de flexibilidad en los mercados de gas: de suministro, intermedia o *midstream* y de demanda, y Argelia aporta al menos en los dos primeros. Argelia plantea perspectivas relativamente positivas de mantener su capacidad de producción para la exportación en los próximos años y cuenta con capacidad ociosa de exportación por gasoducto y, con ciertas limitaciones, de GNL, que aportan flexibilidad al *midstream* europeo. Además, la demanda de la UE es

complementaría con la argelina, que tiene picos en verano y valles en invierno, al contrario que Europa.

La combinación de gasoductos y GNL con capacidad ociosa ofrecen un buen posicionamiento para Argelia en los mercados europeos. La pérdida del gas ruso y el temor a una [dependencia excesiva del GNL estadounidense revalorizan el valor estratégico del gas argelino](#). Su cercanía geográfica supone ventajas comparativas frente a sus competidores en EEUU, el golfo Pérsico y África occidental. Es importante mandar el mensaje a Argelia de que la UE reconoce esta realidad y su condición de socio estratégico natural, que no se verá afectado por eventuales requerimientos estadounidenses para que la UE aumente sus importaciones de GNL ni por una marcha atrás en el desacoplamiento europeo del gas ruso. También que seguirá demandando su gas en la próxima década, aunque puedan caer sus importaciones totales, y que la descarbonización del sector eléctrico europeo seguirá requiriendo gas argelino para dotarlo de la flexibilidad que requiere una mayor penetración de las renovables.

Desde los Estados miembros mediterráneos debe transmitirse a la Comisión que los suministros y los contratos a largo plazo firmados con Argelia, algunos de los cuales deben renovarse la próxima década, resultan clave para la estabilidad de sus mercados. Esta posición se alinea con la del Informe Draghi, que destaca la necesidad de firmar acuerdos a largo plazo con socios estratégicos. Algunos observadores también ven oportunidades para que Argelia ofrezca nuevos servicios energéticos que aporten flexibilidad a los mercados de la UE, en concreto de almacenamiento de gas de cara al invierno europeo.

La segunda implicación es que la UE debe acompañar a Argelia para ayudarla a cumplir con las nuevas y futuras medidas ambientales europeas. La regulación adoptada por la EU en 2024 para reducir las emisiones de metano del sector energético europeo y sus cadenas de suministro globales es probablemente la que más podría afectar a las exportaciones argelinas de gas. Exigirá a los importadores europeos proporcionar información detallada sobre las emisiones de sus fuentes externas de suministro de gas natural y penalizará el incumplimiento de las normas sobre intensidad en emisiones de metano.⁵ Aunque no se aplicará totalmente hasta 2030 y no queda claro la rapidez con que lo hará cada Estado miembro, su cumplimiento plantea un desafío para Argelia.

La normativa afecta también a los Estados miembros: importadores de petróleo y gas argelino como [España, Francia, Grecia e Italia se encuentran entre los países de la UE con una mayor intensidad en emisiones de metano \(y otros gases de efecto invernadero, GEI\) en sus importaciones energéticas](#) y están interesados en su reducción. La cooperación técnica ambiental en este campo tiene un potencial significativo, especialmente la aplicación de nuevas tecnologías y equipamientos para identificar, evitar y prevenir emisiones fugitivas.

⁵ Kim Talus, Gunnar Steck y James Atkin (2024), "EU Methane Regulation and its impact on LNG imports", *The Journal of World Energy Law & Business*, <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwae022>

Respecto al ETS, desde 2024 incluye al transporte marítimo, ampliándose además del CO₂ a otros dos GEI, metano y óxido nitroso. Aunque esto aumenta el coste de transportar GNL de Argelia a la UE, su cercanía a las terminales mediterráneas europeas le afecta menos que a suministradores más distantes. El CBAM también afectará a Argelia, al cubrir productos que utilizan gas natural en su fabricación; por ejemplo, los fertilizantes nitrogenados, de los que es uno de los mayores exportadores mundiales y a la UE. La directiva 2024 sobre gas renovable, gas natural e hidrógeno también introduce restricciones a los futuros contratos de gas natural a largo plazo que no incluyan abatimiento mediante captura, secuestro y reutilización de carbono (CCUS).

Estas barreras también suponen ventajas comparativas de acceso al mercado europeo para aquellos países más avanzados en la reducción de emisiones de GEI y para los que la huella de carbono de las importaciones sea menor, en línea con la [estrategia de greenshoring seguida por la UE](#). La cercanía juega a favor de Argelia, pero no así la elevada intensidad de sus emisiones de GEI, el papel marginal de las renovables, la ausencia de proyectos operativos de CCUS, la falta de preparación de sus terminales de licuefacción y sus elevados niveles de *flaring* (quema de gas no recuperable), entre otros factores.

Ya se han descrito las dificultades de Argelia para descarbonizar su sector energético con renovables. Hay consenso en que la UE debe apoyar su despliegue en Argelia para cooperar en la transición energética argelina, liberando además así gas para la exportación. Respecto al CCUS, y pese al interés estratégico para el país de esta tecnología, sigue sin ser una tecnología probada en Argelia. El país tuvo un proyecto de CCUS que hubo de cerrar y hay uno nuevo con Equinor en fase de estudio, pero no tiene ninguna planta en funcionamiento. Varios representantes del sector gasista europeo consideran que la UE debería mantener abierta con flexibilidad la senda del CCUS para las exportaciones de gas argelinas, que por la nueva normativa deberán avanzar hacia el abatimiento de las emisiones. También se han destacado las oportunidades de cooperación con la UE en las grandes [capacidades potenciales de almacenamiento de CO₂ de Argelia](#) gracias a sus yacimientos e infraestructura de gas. Para algunos participantes del mercado, una puesta en valor por parte de la UE de la captura de carbono (por ejemplo, hidrógeno azul) podría ser relevante para el desarrollo de Argelia como suministrador de gas descarbonizado.

Respecto al GNL, a diferencia de las terminales qataríes y estadounidenses, las argelinas fueron construidas hace muchos años, son más intensivas en emisiones y no están tan bien preparadas para reducir las. La mejora y modernización de sus instalaciones de licuefacción supone otro vector de cooperación con la UE. Lo mismo ocurre con la reducción del *flaring*. Pese a los recientes proyectos de recuperación de gas de Sonatrach, en 2023 Argelia fue [según el Banco Mundial](#) el sexto país del mundo que más gas quemó. Al igual que ocurre con el venteo, la menor quema de gas en años recientes se explica también por la menor producción petrolera y podrían aumentar con ella. Si los proyectos para reducir ambos se refuerzan harían una triple contribución a la reducción de emisiones, la producción comercializada y las exportaciones de gas.

Finalmente, la UE debe ofrecer a Argelia propuestas creíbles para transformar su sector del gas a medio plazo y el energético a más largo plazo mediante [un pacto entre iguales que coordine las expectativas de ambos](#). Igual que la UE requiere un socio estratégico en gas natural, Argelia necesita un compañero estratégico para la transición energética. En 2021, la Comisión Europea presentó su estrategia “Una nueva agenda para el Mediterráneo”, muy basada en la dimensión exterior del Pacto Verde Europeo y [con poca tracción ante la posterior crisis europea del gas](#). En su nueva Comisión, la presidenta von der Leyen ha encargado a la nueva comisaria croata para el Mediterráneo, Dubravka Šuica, alcanzar un Pacto por el Mediterráneo que incluye una Iniciativa Trans-Mediterránea sobre Cooperación Energética y en Tecnologías Limpias, aunque el grueso de su [carta de mandato](#) se refiera a reducir la inmigración.

Se ha criticado que este [nuevo enfoque hacia el Mediterráneo queda muy limitado por los intereses geopolíticos de la UE](#), básicamente inmigración y energía, y que adopta un carácter bilateral y no regional. No obstante, debería constituir una oportunidad para que la UE sea receptiva a algunas de las demandas energéticas de Argelia adicionales al gas natural. Entre ellas está el diversificar su interdependencia energética con la UE y proyectarla a futuro con intercambios de electricidad y de hidrógeno. El proyecto ELMED de interconexión eléctrica Túnez-Italia ha sido declarado de interés común europeo y Argelia aspira a interconectarse al mismo. La interconexión eléctrica con España es otra aspiración argelina que Europa debería al menos considerar, como ya hace España con la propuesta de una tercera interconexión España-Marruecos.

No obstante, debe explicitarse que en el futuro las importaciones europeas de electricidad estarán sometidas a CBAM, por lo que las exportaciones de electricidad generada con gas plantearán los mismos problemas que el propio gas natural. Respecto a la generación eléctrica renovable y al hidrógeno descarbonizado, el enfoque europeo debe consistir en favorecer primero la descarbonización de la industria argelina (empezando por el sector energético) para más adelante avanzar de forma gradual en el despliegue de una cartera de tecnologías descarbonizadas, desde el CCUS a la energía solar. La UE no debe levantar expectativas irracionales sobre el [potencial a corto plazo de importación de electricidad o hidrógeno renovable](#), pero sí incluirlos en un nuevo patrón de interdependencia viable a largo plazo.

La UE y sus Estados miembros deben explicar a sus interlocutores argelinos su visión estratégica del papel energético de Argelia y de las oportunidades compartidas existentes, mandando un mensaje claro de compromiso político. Para ello debe aumentarse el ritmo de visitas oficiales y empresariales combinadas y de encuentros energéticos sectoriales, pero también impulsando la creación de nuevos espacios de conversación más amplios, como ya hace Italia.

Conclusiones

En los últimos años el crecimiento de la producción y las exportaciones de gas de Argelia han sorprendido al mercado. Las nuevas rondas de licitación bajo una ley menos restrictiva pueden mantener la tendencia y empezar a tantear las posibilidades de desarrollar el gas no convencional del país. En paralelo, la reducción acelerada de las importaciones europeas de gas ruso y los riesgos de la política de dominio energético

de la nueva Administración Trump han aumentado la importancia estratégica de Argelia para unos mercados de gas europeos que han perdido mucha flexibilidad. Otras tendencias positivas para Argelia son la culminación de proyectos retrasados y la explotación de recursos sin desarrollar, las mejoras en el yacimiento de Hassi R'Mel, los acuerdos con compañías internacionales, el interés de Chevron y Exxon por los recursos no convencionales argelinos y una capacidad ociosa de exportación significativa. A estos factores energéticos se añade la percepción de que el país cuenta ahora con un contexto geopolítico comparativamente favorable y mayor estabilidad política interna.

No obstante, a las barreras internas históricas se añaden las nuevas regulaciones europeas. Entre las domésticas destacan el crecimiento del consumo nacional, elevadas tasas de reinyección de gas, retrasos recurrentes en completar proyectos cada vez más complejos y las dudas sobre el resultado de la nueva ronda de licitación y de los *MoUs* con las compañías internacionales, incluyendo los referidos al gas no convencional, así como algunas limitaciones en sus capacidades de exportación de GNL y el cierre del GME. Entre las barreras europeas percibidas desde Argelia están la dificultad de la UE para ofrecer seguridad de demanda de gas durante su transición energética, las normativas ambientales sobre metano, el CBAM y el ETS, y la falta de una propuesta de interdependencia energética a largo plazo.

La UE y sus Estados miembros deben trabajar con Argelia para potenciar los vectores de impulso de sus exportaciones de gas hacia Europa y ayudar al país a superar las barreras que afrontan. Para ello, deberían responder a las demandas de Argelia ofreciendo perspectivas claras de demanda de gas, acompañando al país en el cumplimiento de las nuevas regulaciones ambientales y planteando propuestas creíbles para transformar gradualmente su sector energético. La UE debe comprometerse a que las exportaciones de gas argelinas no se verán afectadas por la nueva política estadounidense de dominio energético, incluyendo un trato discriminatorio en materia de cumplimiento de emisiones de metano de las exportaciones de GNL, ni tampoco por una marcha atrás en el desacoplamiento europeo del gas ruso. Esta visión debe plasmarse en un compromiso político y explicarse a los interlocutores argelinos fomentando las visitas oficiales y empresariales al más alto nivel, fomentando los encuentros sectoriales y creando nuevos foros de diálogo estratégico.