

La inestabilidad en el golfo Pérsico supondrá la reconfiguración de la geopolítica de la energía priorizando la seguridad energética entre los países consumidores, la diversificación hacia productores menos expuestos y la aceleración de la transición energética.

Gonzalo Escribano es director del Programa de Energía y Clima del Real Instituto Elcano, catedrático de Economía Aplicada en la UNED.

IMPLICACIONES ENERGÉTICAS DE LA GUERRA DE IRÁN

Los ataques de Estados Unidos e Israel contra Irán han desatado la mayor crisis energética de la historia por la pérdida de los suministros de gas y petróleo de la región. El golfo Pérsico representa el 30% de la producción mundial de petróleo y el 20% de la de gas natural, y por Ormuz transitaba más de la cuarta parte del comercio marítimo de petróleo y otro tanto del de gas natural licuado (GNL). Aunque menor al que siguió a la invasión rusa de Ucrania, el resultado ha sido un fuerte aumento de sus precios y del de los productos derivados: keroseno, diésel y fueloil, pero también fertilizantes, aluminio y helio. La inestabilidad en el golfo Pérsico y el cierre de Ormuz supondrán visiblemente una reconfiguración de la geopolítica de la energía que priorizará la seguridad energética entre los países consumidores, la diversificación hacia productores menos expuestos y la aceleración de la transición energética.

La Unión Europea (UE) deberá equilibrar la diversificación de su suministro a corto plazo con ganar autonomía estratégica a medio y largo plazo, reduciendo su exposición fósil sin caer en el dominio descarbonizado chino, lo

que tiene claras implicaciones energéticas euromediterráneas.

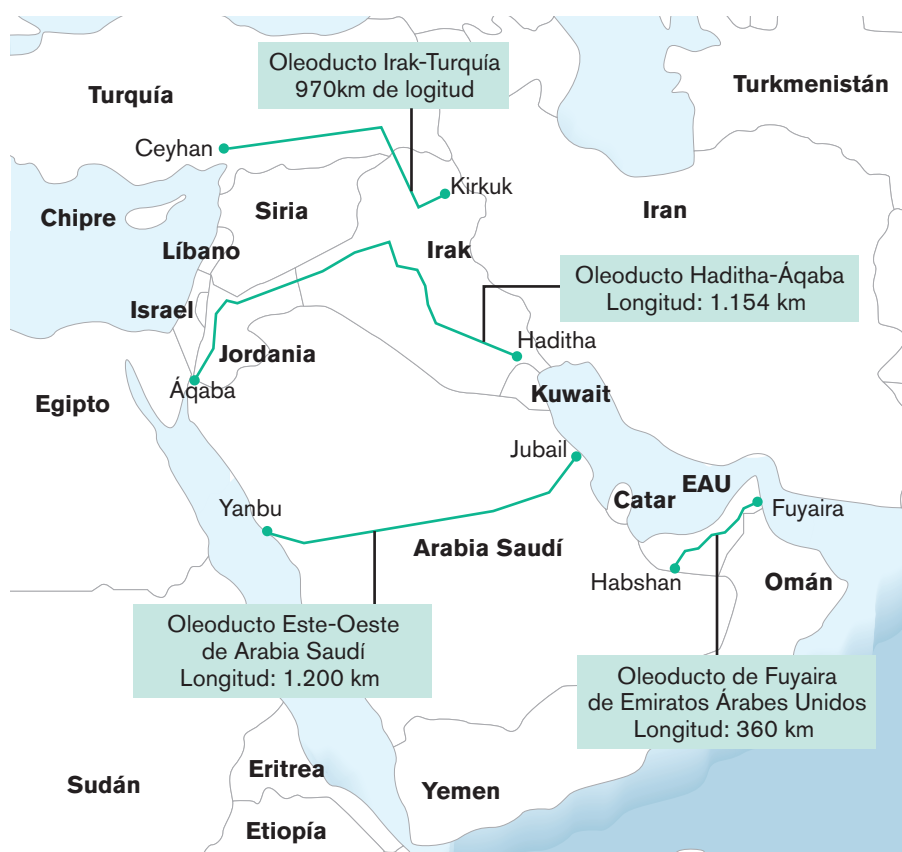
RECONFIGURACIÓN GEOPOLÍTICA

La destrucción de activos energéticos en el golfo Pérsico y el cierre de Ormuz han afectado al cálculo estratégico de los actores energéticos regionales y globales. Los productores de la región son los grandes perdedores de una guerra que, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), ha afectado a más de 80 infraestructuras energéticas, desde yacimientos y refinerías a terminales de exportación. Algunas requerirán entre semanas y meses para su reparación; otras, como la planta catari de GNL de Ras Laffan, pueden requerir años. A ello se suma el cierre de Ormuz, un escenario que, en el peor de los casos, se consideraba temporal (cuestión de semanas), pero que ahora sabemos que puede mantenerse durante meses. La lógica era que Irán no cerraría Ormuz porque por él transitan sus propias exportaciones de crudo e importaciones vitales para el país. Sin embargo, hasta la imposición del bloqueo estadounidense, Irán pudo

cerrarlo para los demás y mantenerlo abierto a sus exportaciones e importaciones, alterando severamente el paisaje geopolítico regional.

La capacidad iraní para cerrar Ormuz y atacar al sector energético de sus vecinos ha resultado mayor de lo estimada, infligiendo graves daños económicos a unos países extremadamente dependientes de sus exportaciones energéticas y derivadas, así como de sus importaciones de productos básicos y sus desalinizadoras. Ha expuesto así su elevada vulnerabilidad ante Irán y las escasas opciones de que disponen. A corto plazo, solo Arabia Saudí y Emiratos Árabes Unidos (EAU) han podido redireccionar parte de sus exportaciones de crudo a través del oleoducto saudí este-oeste que desemboca en el puerto de Yanbu en el mar Rojo, cuya capacidad es de cinco millones de barriles diarios (mbd) frente los 7 mbd que Arabia Saudí exportaba antes del conflicto; y el emiratí que termina en la terminal de Fuyaira, con una capacidad de unos 2 mbd frente a los casi 3 mbd exportados antes de la guerra. Ambos son soluciones imperfectas, pues no pueden exportar productos refinados de mayor valor añadido como diésel, keroseno y

Oleoductos alternativos



fueloil, cuya escasez está generando las mayores preocupaciones de suministro global.

Tampoco han quedado exentos de los ataques de Irán, que ha atacado con misiles y drones compresores del oleoducto saudí y la terminal de Fuyaira. Además, el grueso de las exportaciones saudíes va hacia Asia, por lo que desde Yanbu deben transitar por el estrecho de Bab el Mandeb expuestas a los ataques hutíes, mientras que los petroleros que zarpan de Fuyaira afrontan los misiles y drones iraníes en el golfo de Omán. El resto de productores está en una posición aún más desventajosa. Irak ha activado el oleoducto entre Kirkuk y el puerto mediterráneo turco de Ceyhan, cuya capacidad nominal de 1,6 mbd tras años de mal mantenimiento es de apenas 300.000 barriles/día. Se suma el transporte por carretera en camiones cisterna hasta el puerto sirio de Baniyas, ruta lenta y costosa que solo puede absorber una pequeña fracción de su producción. Kuwait y Catar permanecen totalmente bloqueados, especialmente las exportaciones de GNL cataríes; solo a finales de mayo ambas

comenzaron a salir con cuentagotas por Ormuz con la aquiescencia iraní y estadounidense.

Una vez demostrada la capacidad iraní para atacar sus sectores energéticos y cerrar Ormuz, los productores del golfo Pérsico y sus clientes afrontan una gran incertidumbre. Además del aumento de la prima de riesgo geopolítico en la región, queda por ver qué régimen terminará consolidándose para el tránsito por Ormuz. Irán ha ido variando sus exigencias desde un peaje controlado gracias a un desvío del corredor marítimo hacia la costa iraní a un sistema de tasas por servicios de navegación y/o una tasa ambiental gestionada con Omán. Independientemente de que estas propuestas no sean conformes al derecho marítimo, resulta chocante la súbita preocupación medioambiental del régimen iraní, cuya pésima gestión mantiene desde hace años al país sumido en una grave crisis ambiental por su elevada contaminación y la sobreexplotación de sus recursos hídricos. Aunque esta servidumbre ya ha sido declarada inaceptable por sus vecinos afectados, Estados Unidos y la comunidad interna-

cional, la experiencia de los últimos meses muestra la dificultad para evitarla en ausencia de un acuerdo amplio; de hecho, Catar se opone a un peaje permanente pero estaría dispuesto a negociar una tasa temporal.

A largo plazo las opciones se amplían, pero siguen siendo limitadas. Saudíes y emiratíes pueden ampliar sus oleoductos; de hecho, tras salirse de la OPEP, Emiratos Árabes Unidos ya ha planificado duplicar la capacidad de su oleoducto. Irak quiere recuperar la capacidad nominal del oleoducto Kirkuk-Ceyhan y proyecta construir otro con una capacidad de 2,5 mbd entre Basra y Haditha, desde donde conectaría con los puertos mediterráneos de Ceyhan y Baniyas y el jordano de Aqaba en el mar Rojo. Todos estos proyectos seguirán siendo vulnerables a los misiles y drones iraníes, por lo que la versatilidad que ofrecen para salvar Ormuz es limitada y, en el caso iraquí, dificulta su financiación. En esta situación, es previsible que las inversiones en exploración y producción de gas y petróleo se desvíen hacia regiones con menores primas de riesgo geopolítico y menos vul-

Ganadores a corto plazo como Rusia y otros productores de gas y petróleo pueden terminar convirtiéndose en perdedores, mientras que China podría beneficiarse del despliegue de unas tecnologías descarbonizadas cuya cadena de valor domina

nerables a puntos de estrangulamiento (*choke points*) como Ormuz, tal que Estados Unidos, América Latina, el Norte de África y África Subsahariana.

La reconfiguración también vendrá de los países consumidores, que tras dos crisis fósiles en cuatro años, priorizarán su seguridad energética aún más de lo que vienen haciendo desde 2022. Para minimizar la vulnerabilidad, diversificarán sus importaciones de gas y petróleo hacia regiones con mayor estabilidad geopolítica y menos sensibles a *choke points*, al igual que los inversores. China intensificará su interdependencia con Rusia, el gran beneficiado a corto plazo, que aumentará sus exportaciones de gas y petróleo al mercado chino. Ambos avanzarán en el gasoducto Power of Siberia II para exportar gas ruso a China, proyecto que presentaba condiciones favorables para China dada la frágil posición negociadora rusa y la reticencia china a aumentar su dependencia del gas ruso. La nueva situación favorece una negociación más equilibrada para Rusia y en la reciente visita de Vladimir Putin a China el proyecto se ha ampliado con un oleoducto paralelo. Este corredor permitiría a China reducir su exposición a Oriente Medio y a un eventual cierre del estrecho de Malaca. Hasta el comienzo de la guerra, entre el 40% y el 50% de las importaciones chinas de petróleo y alrededor del 30% de las de GNL transitaban por Ormuz. Malaca añade esos porcentajes hasta representar casi el 40% de las importaciones chinas de GNL y cerca del 80% de las de petróleo.

Aunque a corto plazo varios países han sustituido el gas natural por carbón, en el medio y largo plazo parece previsible la aceleración de la descarbonización y la electrificación para reducir la exposición a las importaciones fósiles, especialmente en países sin hidrocarburos y con capacidad para

impulsar el despliegue de renovables y/o nuclear. Por ello, ganadores a corto plazo como Rusia y otros productores de gas y petróleo pueden terminar convirtiéndose en perdedores, mientras que China podría beneficiarse del despliegue de unas tecnologías descarbonizadas cuya cadena de valor domina. No obstante, las lecciones aprendidas de las dos últimas crisis energéticas no se reducen a limitar la dependencia de los combustibles fósiles; también incluyen minimizar la vulnerabilidad ante el dominio chino de las cadenas industriales descarbonizadas: placas solares, turbinas eólicas, electrolizadores para producir hidrógeno renovable, baterías, coches eléctricos, inversores eléctricos para plantas renovables y un largo etcétera.

RESPUESTAS EURO-MEDITERRÁNEAS

Tras tres meses de guerra, el precio del barril de petróleo Brent, de referencia en Europa, había aumentado más de un 40%; el precio del gas en el mercado de referencia europeo TTF, un 32%. Según la Comisión Europea esta subida costaba a la UE más de 500 millones adicionales de euros diarios, lo que a finales de mayo situaba la factura en más 40.000 millones de euros adicionales. La reciente comunicación "AccelerateEU: energía asequible y segura mediante acciones aceleradas" para responder a la crisis, recuerda que en 2025 la UE dedicó 340.000 millones de euros a importar combustibles fósiles, casi la mitad de los fondos NextGenerationEU (750.000 millones de euros). También destaca que los Estados miembros con más renovables y nuclear registran menores precios de la electricidad. Para minimizar la vulnerabilidad frente a las importaciones de gas y petróleo, la Comunicación propone acelerar el desplie-

gue de las energías autóctonas limpias, incluida la nuclear.

A corto plazo se propone coordinar las respuestas de los Estados miembros mediante unas orientaciones generales que se resumen en tres "Ts": una respuesta rápida y a tiempo (*timely*); temporal, para evitar distorsionar los incentivos a la descarbonización con ayudas de Estado o las rebajas fiscales aplicadas por varios Estados miembros a los combustibles fósiles; y enfocada (*targeted*) a los ciudadanos más necesitados y sectores más vulnerables, como agricultura, transporte o industrias intensivas en energía. La coordinación incluye compras conjuntas de gas y petróleo, liberar reservas de petróleo u optimizar la capacidad de refino, entre otras. Algunas medidas han sido criticadas por sus limitaciones, plasmadas en los modestos resultados del mecanismo de compras conjuntas de gas, rechazado además por los exportadores mediterráneos. También hay dudas sobre si optimizar las capacidades de refino: por ejemplo, España tiene una posición más holgada que otros Estados miembros y no queda claro en qué consistiría la coordinación ni si conllevaría algún mecanismo de preferencia europea; España exporta combustibles a Marruecos (es, de hecho, la primera partida de exportación a su vecino), por lo que una intervención podría afectar a su suministro.

El segundo bloque de propuestas persigue acelerar la descarbonización y la electrificación a medio y largo plazo para reducir la vulnerabilidad ante nuevos choques fósiles. El Pacto Industrial Limpio y el Plan de Acción para la Energía Asequible ya contemplaban un objetivo del 32% en la tasa de electrificación para 2030 (hoy un 23%), pero AccelerateEU propone fijar un objetivo más ambicioso. También propone fomentar las bombas de calor y la electrificación del transporte, el biogás, el biometano y el hidrógeno renovable, incluyendo los combustibles sostenibles para la aviación (eSAF) y marítimos (eSMF). Para mejorar el sistema energético europeo se apuesta por acelerar la Iniciativa de Autopistas Energéticas y permitir así una mayor interconexión europea capaz de integrar más renovables. La iniciativa incluye proyectos en el Mediterráneo como las interconexiones eléctricas con la península Ibérica, el corredor sudoeste de hidrógeno que la conectará con Alemania y está previsto extender hasta

Marruecos el corredor sur de hidrógeno Túnez-Italia-Alemania, la interconexión eléctrica de Chipre que se prevé extender hasta Egipto e Israel, y un gasoducto para conectar los Balcanes.

El reto a medio y largo plazo para la UE es avanzar en la transición energética sin profundizar la dependencia frente a China en las cadenas industriales descarbonizadas. La Net Zero Industry Act (NZIA) introdujo criterios de contenido local para las renovables y fijó un objetivo del 40% para 2030. La Comisión acaba de publicar la Ley de Aceleración Industrial que introduce requisitos "made in Europe" para la contratación y las ayudas públicas en sectores estratégicos, incluyendo las tecnologías descarbonizadas. Para promover la transferencia de tecnología y la creación de empleo se introducen condiciones a las inversiones extranjeras en baterías, vehículos eléctricos, placas fotovoltaicas y materias primas fundamentales. Es previsible que, en el actual contexto de preocupación por la seguridad energética, se acentúe esta tendencia, como ya apuntan los recientes movimientos de la Comisión y de varios Estados miembros para frenar la vulnerabilidad ante China.

En la ribera sur del Mediterráneo, la factura está siendo igualmente onerosa para importadores de gas y petróleo como Egipto, Jordania, Marruecos o Turquía. Egipto, que arrastra su propia crisis energética, ha anticipado el cierre diario de las administraciones, limitado la iluminación comercial y pública, aprobado un día de teletrabajo para los funcionarios y reducido sus viajes, y promovido el transporte público. Jordania ha prohibido el uso de aire acondicionado en oficinas públicas y los viajes internacionales a funcionarios, limitando el uso de vehículos oficiales. Marruecos ha recurrido al carbón, congelado los precios de electricidad y butano, apoyado al sector del transporte y persuadido a los operadores petrolíferos para que los precios del diésel no superen el umbral psicológico de los 15 dirhams (1,4€). Turquía ha bajado impuestos a los combustibles y cerrado nuevos contratos de GNL con Estados Unidos. Todos ellos han reforzado su apuesta por las renovables y por su integración en el espacio energético europeo.

En paralelo, la subida de precios y la diversificación en busca de nuevos suministros está beneficiando a Argelia, Israel y Libia. Libia ha otorgado sus

El reto a medio y largo plazo para la Unión Europea es avanzar en la transición energética sin profundizar la dependencia frente a China en las cadenas industriales descarbonizadas

primeras concesiones de exploración y producción en 20 años concediendo bloques a Eni y Repsol, y Argelia acaba de convocar una nueva ronda de licitaciones. También puede favorecer a Egipto y Turquía, que esperan que esta reconfiguración geopolítica les ayude a acelerar el desarrollo de sus recursos de gas y, en el caso de Chipre, permitir finalmente su explotación.

Por último, la crisis tiene implicaciones para las relaciones energéticas euromediterráneas, uno de los ejes del reciente Pacto por el Mediterráneo de 2025, con el que la UE buscaba revitalizar unas relaciones languidecientes. Una de las críticas (incluyendo a este autor) es que, siendo bienvenido el énfasis en las renovables y que éstas se dediquen prioritariamente a la descarbonización de los socios mediterráneos y no a la exportación a la UE, el Pacto ni siquiera mencionaba las oportunidades para diversificar los suministros europeos de gas y petróleo. Por ejemplo, la cooperación euromediterránea podría financiar inversiones que redujeran las elevadas emisiones de metano de Argelia y Libia, permitiendo a ambos tanto recuperar el gas que ahora ventean o queman como un acceso ventajoso a los mercados europeos bajo la normativa sobre metano (más o menos rebajada) que penaliza a los grandes emisores. También debería considerarse la petición marroquí para aumentar los envíos por el Gasoducto Magreb-Europa, que funciona en flujo reverso desde el cierre del tramo argelino enviando desde España el GNL adquirido por Marruecos en los mercados internacionales.

Las implicaciones euromediterráneas se extienden a la descarbonización y la electrificación. Una de las medidas destacadas del Pacto por el Mediterráneo es una Plataforma de Inversión T-MED para desarrollar una cartera de proyectos renovables y de hidrógeno, redes transmediterráneas y domésticas

relacionadas con Proyectos de Interés Mutuo (PIM), así como la producción de tecnologías limpias. Los PIM incluyen el interconector ELMED Sicilia-Túnez y el GREGY Egipto-Grecia, pero sería previsible que Argelia insistiera en una conexión eléctrica con España; y Marruecos en la construcción de la tercera interconexión eléctrica ya planificada con España y en empezar a planificar una cuarta ya solicitada. El Pacto propone además impulsar la colaboración industrial en tecnologías limpias para fomentar alianzas industriales euro-mediterráneas en energía solar y eólica, hidrógeno renovable y electrolizadores, tecnologías de red y de almacenamiento, bombas de calor y eficiencia energética, incluyendo fertilizantes y acero bajos en carbono y minerales críticos.

También propone facilitar las oportunidades de coinversión sobre minerales estratégicos y negociar acuerdos contractuales a largo plazo, pues algunos socios mediterráneos cuentan con reservas relevantes: zinc, oro, litio y selenio en Argelia; oro, plata, cobre, zinc, litio y tierras raras en Egipto; y cobalto, cobre, manganeso, litio, plata, tierras raras y zinc en Marruecos. La consideración de los componentes y materiales estratégicos de los socios mediterráneos con acuerdos de libre comercio operativos con la UE como contenido local europeo podría evitar la fragmentación euromediterránea que implican el 40% de contenido local del NZIA y el 10% de minería y el 40% del refinado europeos establecidos en el Reglamento de Materias Primas Críticas. Todos estos elementos han ganado en urgencia e importancia para permitir al espacio euromediterráneo posicionarse de manera ventajosa en la reconfiguración geopolítica de la energía ocasionada por la guerra en Irán y mitigar los riesgos del dominio descarbonizado por parte de China./