



El futuro del gas ruso en
la Unión Europea

Ignacio Urbasos – Marzo 2024

El futuro del gas ruso en la Unión Europea

Ignacio Urbasos – Real Instituto Elcano – Marzo 2024



Real Instituto Elcano – Madrid – España
www.realinstitutoelcano.org

© 2024 Real Instituto Elcano
C/ Príncipe de Vergara, 51
28006 Madrid
www.realinstitutoelcano.org

ISSN: 2255-5293
Depósito Legal: M-8692-2013

Elcano Policy Paper

El futuro del gas ruso en la Unión Europea

Índice

Resumen ejecutivo

Introducción

1. La guerra redefine el papel de los gasoductos rusos

- 1.1. Desconexión definitiva: Polonia, Finlandia y países bálticos
- 1.2. Nord Stream: intermitencia y sabotaje
- 1.3. TurkStream: la última ruta gasista de Gazprom
- 1.4. Gasoductos ucranianos: con fecha de caducidad

2. El futuro comercial y geopolítico de Gazprom

- 2.1. La amenaza de los arbitrajes internacionales
- 2.2. Sin mercados alternativos a corto plazo

3. El GNL ruso y el ascenso de Novatek

- 3.1. Las compras europeas de GNL ruso
- 3.2. Novatek y las sanciones internacionales

4. La UE frente al gas ruso en un escenario de normas blandas

Conclusiones

Bibliografía

Resumen ejecutivo¹

Este *policy paper* analiza las transformaciones en las relaciones gasistas entre la Unión Europea (UE) y Rusia después de la invasión de Ucrania de febrero de 2022. El análisis comienza exponiendo cómo las importaciones por gasoducto se han reducido en un 80% debido a la exigencia del pago de gas en rublos, la suspensión de muchos de los contratos vigentes y el sabotaje de los gasoductos Nord Stream. Las consecuencias de esta reducción tienen un efecto significativo en la influencia sobre la UE de Gazprom, compañía estatal con el monopolio de las exportaciones por tubería, que ha perdido su principal y más lucrativo mercado, afrontando una multitud de arbitrajes internacionales.

En contraste, y pese a las sanciones, la empresa privada rusa Novatek ha logrado desarrollar con éxito el segmento del gas natural licuado (GNL), ganando cuota de mercado en la UE y manteniendo sus entregas después de la invasión. Existen dudas sobre la capacidad de Novatek para continuar con sus proyectos en un contexto de mayor presión internacional y salida de importantes socios comerciales y tecnológicos occidentales, por lo que se concluye que difícilmente podrá sustituir en volúmenes e ingresos a Gazprom y por tanto no constituiría un riesgo geopolítico para la UE.

Las principales conclusiones de este análisis son que, si bien la UE ha sufrido una profunda crisis energética, Rusia no logró el principal objetivo de su estrangulamiento gasista: doblegar el apoyo europeo a Ucrania. La UE ha descubierto que puede asegurar su suministro energético sin depender de Moscú y ahora debe definir una estrategia que determine el futuro papel del gas natural ruso en el *mix* energético europeo. Dada la arquitectura política de la UE, es probable que la imposibilidad de alcanzar la unanimidad entre los Estados miembros lastre el desarrollo de una política común y la consecución del objetivo establecido en *REPowerEU* de terminar con las importaciones de hidrocarburos rusos para 2027. Ante un escenario de bloqueo en el Consejo de la UE, los Estados miembros deberán diseñar y ejecutar sus propias políticas de diversificación y desacoplamiento energético de Rusia, incentivando la fragmentación y limitando en la práctica una ruptura estricta de las relaciones gasistas. Previsiblemente, el gas ruso continuará llegando por gasoducto o en forma de GNL a muchos Estados miembros de la UE que decidan no imponer medidas estrictas, incluso después de 2027. Sin embargo, estos volúmenes serán muy inferiores a los que Rusia exportaba a la UE antes de la invasión, debiendo competir con otros suministradores (principalmente el GNL norteamericano y qatari) en un contexto de descarbonización y previsible descenso de la demanda en Europa.

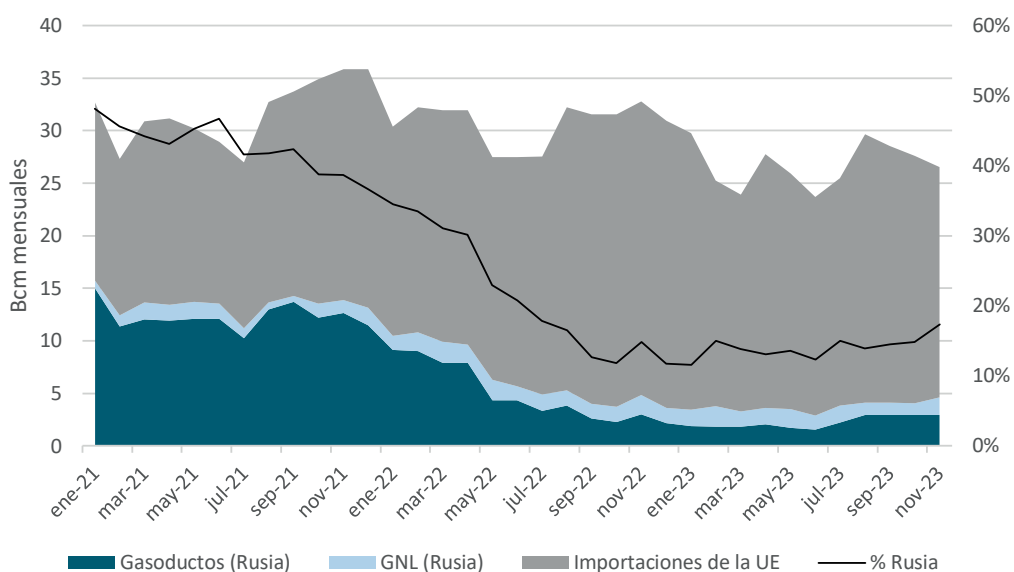
¹ El autor quiere agradecer las valiosas aportaciones de Gonzalo Escribano y Luis María González Sánchez.

Introducción

Cuando se produce la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, una de las principales preocupaciones en las capitales europeas era el efecto del cese de las exportaciones rusas de gas natural a la UE, bien por un deterioro de la infraestructura física o por el corte de suministro como método de chantaje desde Moscú.

Dos años después, la situación ha cambiado radicalmente. Desde la publicación del *REPowerEU*, la UE ha logrado incrementar sustancialmente las importaciones desde otros proveedores, principalmente gracias al GNL, y se han construido nuevas terminales e interconexiones clave para reducir la dependencia del gas ruso en las regiones más expuestas (Escribano *et al.*, 2023). Los elevados precios han favorecido una reducción de la demanda de gas natural en la UE del 13% en 2022 que continuó descendiendo en 2023, derivado de medidas de eficiencia energética y sustitución de fuentes energéticas (incluidas renovables), pero también de una dolorosa destrucción de la demanda industrial y de hogares (Honoré, 2023). La UE se ha comprometido a eliminar todas las importaciones rusas de combustibles fósiles para 2027 y, aunque en el caso del gas no se han impuesto sanciones como al petróleo y carbón, ya ha reducido sustancialmente su dependencia de Rusia. En 2023, la llegada a la UE de gas ruso por tubería ha descendido un 80%, una realidad en ocasiones opacada por el incremento puntual de las importaciones de GNL proveniente de Yamal. El resultado es una reducción del peso del gas ruso en las importaciones europeas, desde más de un 40% en los años previos a la invasión, hasta un 14% en 2023 (Figura 1).

Figura 1. Importaciones mensuales de gas natural de la UE por origen (bcm mensuales y % sobre el total), enero 2021-agosto 2023



Fuente: elaboración propia con datos de Bruegel, European natural gas imports dataset.

En este escenario, es necesario destacar las implicaciones de la desconexión de la UE de la red de gasoductos de Gazprom. Compañía estatal, brazo geopolítico del Kremlin y poseedor del monopolio de las exportaciones por tubería en Rusia, Gazprom ostentaba una posición de dominio comercial gracias a su capacidad para ofrecer precios muy competitivos, una vasta red de infraestructura en suelo europeo y gran influencia política, en buena medida herencia histórica de la Guerra Fría.² La decisión de Rusia de emplear el gas como herramienta geopolítica logró desencadenar una profunda crisis energética. Sin embargo, Moscú no consiguió el principal objetivo de su estrangulamiento gasista: doblegar el apoyo de la UE a Ucrania (Eyl-Mazzega, 2023).

El corte de suministro ejecutado por Gazprom coincide con otro fenómeno de relevancia para la geopolítica de la energía: el desarrollo (exitoso) de proyectos de gas natural licuado por la empresa privada Novatek. En concreto, el megaproyecto de Yamal LNG concluido en 2017 ha continuado enviando con normalidad gas natural a la UE desde la invasión de Ucrania en ausencia de sanciones específicas sobre el gas y en cumplimiento de los contratos vigentes. En paralelo, las sanciones de Estados Unidos (EEUU) y la UE sobre los proyectos en construcción de Novatek sí parecen estar teniendo un efecto directo en su desarrollo, limitando el acceso de la compañía a la tecnología y financiación necesarias.

Este análisis comienza con: (1) la reducción de las importaciones de gas natural ruso por gasoducto en las cuatro grandes rutas existentes (Yamal, Nord Stream, Ucrania y TurkStream), evaluando su situación técnica y contractual; (2) el documento continuará exponiendo las implicaciones de esta desconexión comercial para Gazprom y Rusia; (3) posteriormente, presentará la situación de las importaciones europeas de GNL ruso, analizando sus implicaciones geopolíticas y el ascenso de Novatek como nuevo actor energético global; y (4) el *policy paper* termina exponiendo cómo las dificultades para alcanzar acuerdos por unanimidad en Bruselas deriva en un escenario de “normas blandas” desarrolladas y diseñadas por los Estados miembros de la UE. El *policy paper* concluye que la UE ha respondido con relativo éxito a la guerra energética planteada por el Kremlin y, en lo sucesivo, serán los Estados miembros a título individual quienes determinen el futuro del gas ruso en Europa, reduciendo las posibilidades de una ruptura estricta de las relaciones gasistas.

2 Durante la Guerra Fría, la Unión Soviética proveía de energía barata a los países de Europa del este. En el caso del gas natural, desde los años 60 se construyó una importante red de gasoductos que conectaron todos los yacimientos gasistas de Siberia con los países del Consejo de Ayuda Mutua Económica (COMECON). Una década después, estos gasoductos se extenderían hasta Austria, Italia y Alemania Occidental. Pese a la desintegración de la Unión Soviética, la infraestructura permaneció operando, manteniendo a Rusia como el principal suministrador de energía de Europa. Para más información, ver Schattenberg, S. (2022), “Pipeline Construction as “Soft Power” in Foreign Policy. Why the Soviet Union Started to Sell Gas to West Germany, 1966–1970”, *Journal of Modern European History*, 20(4), pp. 554-573.

1 La guerra redefine el papel de los gasoductos rusos

Los gasoductos que conectan Rusia con Europa han sido el símbolo más evidente del estatus de Rusia como superpotencia energética fósil y de su proyección sobre la UE (Bros *et al.*, 2017). La gestión de la geopolítica de estos gasoductos ha sido históricamente compleja para los países de la UE, con intereses y visiones divergentes en cada uno de ellos. Gracias a una efectiva diplomacia comercial, Gazprom fue capaz de evitar con nuevas infraestructuras (TurkStream y Nord Stream) a aquellos países de tránsito identificados como poco amistosos, principalmente Ucrania y Polonia. En 2021, los gasoductos rusos suministraron el 38,5% del total de las importaciones de gas de la UE, con una posición dominante en muchos mercados cautivos (Henderson y Chyong, 2023).

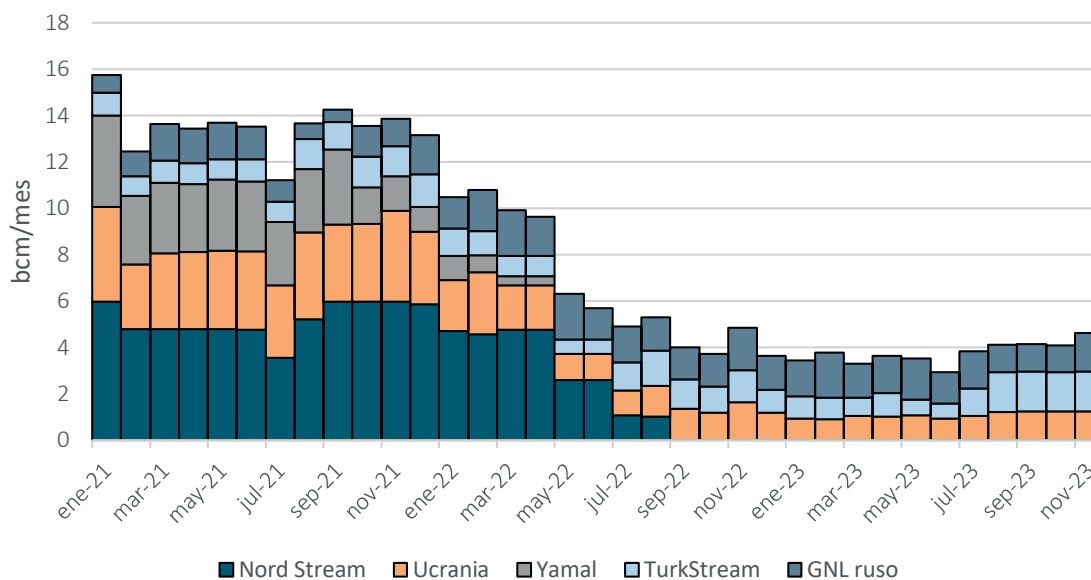
Pese a ello, desde la invasión, Rusia ha reducido en más de un 80% sus envíos por gasoducto a la UE (Figura 2), reduciendo a cero las entradas desde el Nord Stream, el ramal polaco del gasoducto Yamal, y las conexiones con los países bálticos y Finlandia. Los envíos de gas natural por el corredor ucraniano se sitúan en mínimos históricos y, con un contrato que expira en diciembre de 2024, tienen un futuro incierto. Tan sólo el gasoducto TurkStream, que atraviesa el mar Negro desde Rusia hasta Turquía, continúa enviando gas natural con normalidad al sureste de Europa.

Esta reducción responde principalmente a tres razones: una reducción paulatina de los envíos de Gazprom a la UE a partir de 2021, la exigencia de Rusia de realizar el pago del gas natural en rublos en marzo de 2022 y el sabotaje de los gasoductos Nord Stream en septiembre de ese mismo año.

- A pesar de la recuperación en los precios y la demanda de gas en la UE después de la contracción económica causada por el COVID-19, Gazprom mantuvo en mínimos sus envíos de gas natural durante 2021. Los contratos a largo plazo firmados por Gazprom se rigen normalmente por la cláusula de *take-or-pay*, es decir, obligan al comprador a coger el gas (*take*) o a pagarlo igualmente si no lo hace (*pay*), pero ofrecen una cierta discrecionalidad a compradores y suministrador en los volúmenes comerciados. Si bien en aquel momento algunos analistas consideraron que esta reducción en los envíos respondía a cuestiones técnicas o comerciales (Yermakov, 2021a), el vaciado sistemático de los almacenes de gas controlados por Gazprom en Europa parece confirmar la hipótesis de que formaba parte de una estrategia de coerción geoeconómica en preparación de la invasión de Ucrania. Exportando el mínimo de gas natural permitido por los contratos a largo plazo y suspendiendo la venta en el mercado *spot*, Rusia logró tensionar el mercado europeo elevando los precios por encima de su máximo histórico en agosto de 2021.

- En marzo de 2022, unas semanas después de la invasión de Ucrania, el Kremlin anunció que los “países hostiles” tendrían que pagar el gas en rublos en un sistema de pago en dos fases³ (euros y rublos) en la entidad Gazprombank como método para eludir las sanciones impuestas por la Comisión Europea sobre el sistema financiero ruso. La Comisión optó por la flexibilidad, ofreciendo a las empresas europeas elegir entre continuar con sus contratos a largo plazo por medio de este nuevo mecanismo o rescindirlos antes de su vencimiento, cancelando sus obligaciones de compra (Yafimava, 2022). Como resultado, muchas *utilities* europeas decidieron suspender sus contratos, provocando un descenso generalizado de los flujos de gas desde Rusia y el cierre del gasoducto Yamal (Figura 2).
- El 26 de septiembre de 2022 dos explosiones submarinas dañaron tres de los cuatro ramales que componían los gasoductos Nord Stream 1 y el nonato Nord Stream 2. El sabotaje, cuya autoría todavía se desconoce, dejó inoperante la infraestructura, cerrando permanentemente la principal arteria gasista entre Rusia y la UE.

Figura 2. Importaciones mensuales de la UE por gasoducto desde Rusia (bcm mensuales), enero 2021-agosto 2023



Fuente: elaboración propia con datos de Bruegel, European natural gas imports dataset.

³ Este proceso implica abrir dos cuentas en Gazprombank, una en divisas extranjeras y otra en rublos. Las sumas contractuales se pagan en la cuenta en divisas y posteriormente se ordena a Gazprombank convertirlas a rublos y transferirlas a la cuenta en esa moneda. El saldo en rublos se utiliza para liquidar las importaciones de gas, considerándose las transacciones de gas como liquidadas sólo al recibir los saldos en rublos resultantes.

1.1. Desconexión definitiva: Polonia, Finlandia y países bálticos

Polonia, Finlandia y los países bálticos son los casos más evidentes de desacoplamiento gasista de Rusia. Con unos sistemas energéticos diseñados durante la Guerra Fría y profundamente dependientes de Moscú, desde hace más de una década se habían embarcado en planes para diversificar su suministro energético.

Antes de la invasión de Ucrania, en 2019, Polonia tomó la decisión de dejar de depender del gas ruso para el año 2022. Varsovia desarrolló un plan de diversificación que incluyó la construcción de una nueva terminal regasificadora y la firma de acuerdos a largo plazo para la importación de GNL proveniente de EEUU y Qatar. En noviembre de 2022, Polonia logró culminar esta estrategia con la finalización del Gasoducto Báltico, obteniendo acceso a los yacimientos de gas natural en Noruega operados por la empresa semipública polaca Orlen (Orlen, 2023). Los suministros a través de Yamal se interrumpieron definitivamente el 27 de abril de 2022, cuando la empresa polaca PGNiG se negó a pagar el gas en rublos. A finales de 2022, Polonia nacionalizó la participación de Gazprom en la sección polaca del gasoducto Yamal, entregando su propiedad a Orlen.

Finlandia logró poner en operación en 2022 su primera planta de GNL en Hamina (Cassey, 2022) y a comienzos de 2023 una segunda terminal flotante de recepción de GNL (Tanner, 2022), que, gracias a una conexión submarina con Estonia, el Balticconnector, ha permitido a ambos países reducir su dependencia del suministro ruso. Finlandia cesó las importaciones por gasoducto de Rusia en 2022 al negarse a realizar el pago en rublos y está preparando un paquete legislativo para prohibir las compras de GNL a partir de 2025 (Thorp, 2023). Gasum, el operador de la red gasista de Finlandia anunció en mayo de 2023 la rescisión definitiva del contrato de importación por gasoducto con Gazprom al no poder resolver la disputa en el plazo fijado por un tribunal de arbitraje internacional.

Lituania y Letonia, que ya habían logrado reducir sustancialmente sus importaciones por gasoducto de Rusia con la construcción en 2015 de la planta flotante de regasificación Independencia (Duxbury, 2022), fueron conectadas físicamente a la red europea en 2022, ganando acceso al gas natural noruego vía Polonia (EC Commission, 2022). En la actualidad, Lituania desempeña exclusivamente un papel de país de tránsito para Gazprom para el suministro del enclave ruso de Kaliningrado. Este acuerdo contractual expirará en 2025 y con un futuro incierto, muestra la transformación de las relaciones energéticas entre los países bálticos y Moscú, hasta hace una década rehenes de la influencia energética rusa (En, 2015).

El 10 de octubre de 2023 el gasoducto Balticconnector, construido en 2019 para conectar Finlandia con Estonia, fue dañado por el ancla del portacontenedores chino Newnew Polar Bear. Aunque todavía no se han esclarecido las razones del accidente y se ha especulado con una posible operación rusa en la *zona gris*⁴, se espera que vuelva a entrar en funcionamiento para abril de 2024 (Braw, 2023).

4 La zona gris (del inglés *grey zone*) describe el espacio intermedio entre la paz y la guerra en el que compiten actores estatales y no estatales.

1.2. Nord Stream: intermitencia y sabotaje

Desde su inauguración en 2012, el Nord Stream 1 se convirtió en la principal arteria para el envío de gas ruso a la UE. En el caso del Nord Stream 2, aunque su construcción terminó en septiembre de 2021, las sanciones internacionales y la presión diplomática sobre Alemania retrasaron su puesta en marcha hasta la cancelación definitiva del proyecto pocos días después de la invasión de Ucrania.

Desde febrero de 2022 Rusia empleó el Nord Stream 1 como parte de su guerra geoeconómica contra la UE, reduciendo los envíos de forma imprevisible y alegando como causa de fuerza mayor problemas técnicos y de mantenimiento relacionados con las sanciones (Figura 2). Los envíos intermitentes durante el verano fueron sucedidos de una acción de sabotaje el 26 de septiembre de 2022 que dejó inoperantes tres de los cuatros tubos que constituían la infraestructura y únicamente una de las líneas de 25 bcm⁵ del Nord Stream 2 quedó sin daños irreversibles. Ninguno de los miembros del consorcio (Gazprom, Wintershall, E.ON, Gasunie y Engie) ha expresado interés en su reactivación y dan por perdido el valor contable de una infraestructura que pasará a la historia como caso de estudio de una pésima gestión del riesgo geopolítico.

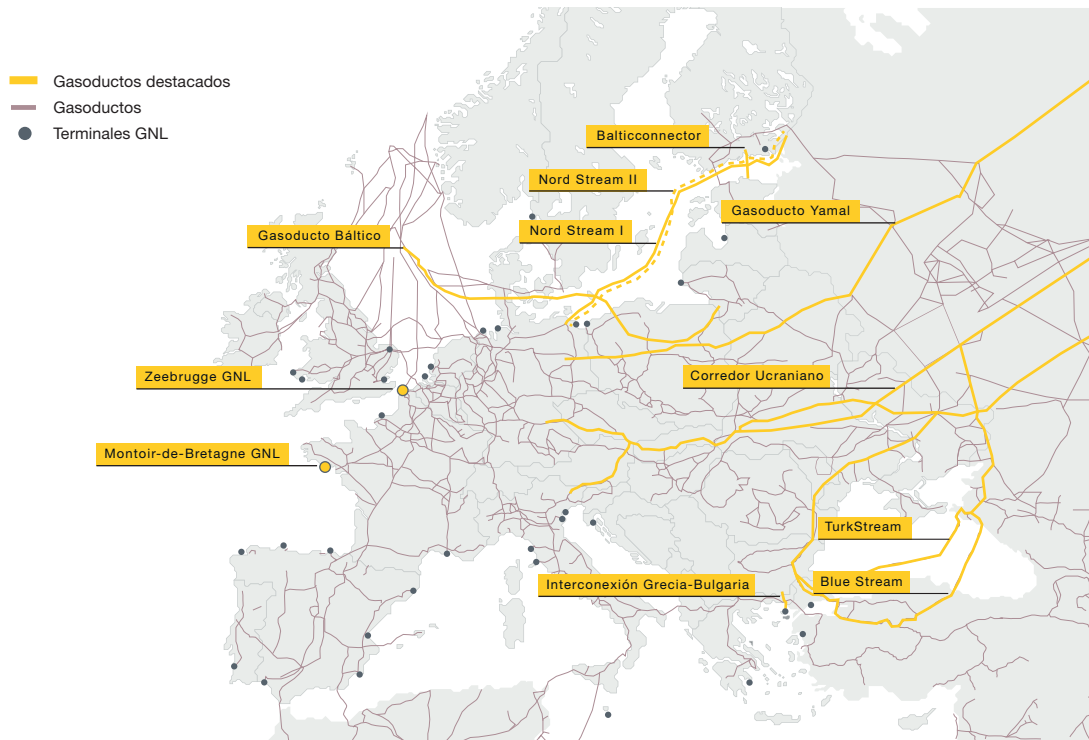
Alemania importó en 2021 un 55% de su demanda de gas desde Rusia y con el cierre casi simultáneo de Yamal y Nord Stream en 2022, representaba el riesgo más evidente de un posible racionamiento energético en Europa. Un invierno benigno, una reducción significativa del consumo doméstico, la construcción de nuevas terminales de suministro de GNL en tiempo récord e importaciones adicionales desde los Países Bajos, Bélgica y Noruega lograron evitar la hecatombe durante los primeros meses. La reestructuración del sector gasista alemán, con la nacionalización de las empresas Gazprom Germania⁶ y Uniper, permitieron al Estado alemán hacerse con el control de las principales infraestructuras gasistas del país, gestionando de forma casi planificada las compras y los niveles de almacenamiento (Sevillano, 2022).

Pese a que Nord Stream fue diseñado inicialmente como una infraestructura para hacer bilateral la relación energética entre Berlín y Moscú, pronto convirtió a Alemania en un importante reexportador de gas natural a la República Checa, Dinamarca, Suiza, Bélgica y Francia (Tsafos, 2019), que también vieron interrumpidas sus entregas en septiembre de 2022. La República Checa, que importaba la práctica totalidad del gas que consumía desde Nord Stream, también logró reducir su dependencia de Rusia con éxito, pasando de un 97% en 2021 a menos de un 4% en 12 meses (Zachová, 2023). Francia, Dinamarca, Bélgica y Suiza han seguido un proceso similar incrementando las compras a Noruega y, sobre todo, de GNL para sustituir el gas ruso que importaban a través de Alemania. Como resultado del sabotaje, la francesa Engie, la danesa Oersted, las alemanas Uniper y RWE, y la checa CEZ decidieron acudir a los tribunales internacionales de arbitraje para exigir compensaciones por los menores flujos enviados en los meses anteriores a las explosiones.

5 Con el objetivo de presentar de forma homogénea los datos relacionados con el suministro de gas, se ha optado por emplear siempre la unidad de miles de millones de metros cúbicos, por sus siglas en inglés, bcm.

6 Gazprom Germania ha pasado a llamarse SEFE al ser nacionalizada por el Estado alemán.

Mapa. Gasoductos y terminales de gas natural licuado (GNL) en Europa



Fuente: elaboración propia con datos de *The European Space Agency*.

1.3. TurkStream: la última ruta gasista de Gazprom

De acuerdo con *Energy Intelligence* (2023), a través del gasoducto TurkStream, el gas ruso sigue llegando en cumplimiento de los contratos a largo plazo firmado con Gazprom por Grecia, Hungría (que desvió sus importaciones de la ruta ucraniana), Rumanía y Croacia, además de Macedonia del Norte, Serbia y Bosnia y Herzegovina. Actualmente, la ruta estaría enviando vía Turquía unos 12,5 bcm anuales de gas natural, por debajo de su capacidad máxima de 15,75 bcm, demostrando las dificultades de Gazprom para encontrar clientes más allá de los contratos a plazo. Gazprom, que había reforzado su presencia en los Balcanes y el sureste de Europa en la última década, se encuentra ahora en claro retroceso ante el empuje de las energías renovables y las estrategias de diversificación desplegadas en la región desde la invasión de Ucrania (Bechev, 2023). El Corredor Gasista Vertical es el mejor ejemplo de estas nuevas dinámicas regionales. Esta iniciativa, presentada en enero de 2024, permitirá transportar gas natural desde Grecia y Bulgaria hasta Hungría, Eslovaquia y Rumanía. Se espera que posteriormente se extienda hasta Moldavia y las instalaciones de almacenamiento subterráneo en Ucrania, incrementando las opciones para importar gas natural y así reducir la dependencia regional de Gazprom.

La reciente construcción de una terminal de GNL en Croacia y el incremento en la llegada de metaneros a la terminal griega de Revithoussa han reducido sustancialmente la dependencia de los Balcanes del suministro del TurkStream. Grecia podrá incrementar sus suministradores alternativos a partir de 2024, cuando se termine la construcción de la regasificadora de Alexandroupoli. Rumanía, que importa cerca de un 20% de su demanda a través de Turkstream, espera alcanzar la autosuficiencia gasista con la llegada de gas azerí en 2024 y la entrada en funcionamiento del proyecto Neptun Deep en el mar Negro a partir de 2027 (Heather y Bowden, 2023). Neptun Deep es el mayor proyecto de gas natural del mar Negro con una inversión que asciende a 4.000 millones de euros. Se espera que Rumanía se convierta en el mayor productor de gas de la UE para el final de la década.

El caso de Bulgaria, donde Gazprom contaba con una cuota de mercado del 80% en 2021 y gran influencia política, es paradigmático. Con la construcción en 2022 de una nueva interconexión con Grecia, Bulgaria ha podido firmar un acuerdo de suministro a largo plazo con Azerbaiyán y ha reservado capacidad en las terminales regasificadoras turcas. Bulgaria prepara una demanda de arbitraje contra Gazprom por suspender el suministro de gas en abril de 2022 después de que el país se negara a aceptar las exigencias del Kremlin de pagar las transacciones en rublos (Euronews, 2022).

Hungría es el único país de la UE que no se plantea reducir las importaciones de Rusia a corto plazo. En septiembre de 2021, la empresa húngara MVM y Gazprom firmaron un contrato de suministro de gas por 15 años por volumen de 4,5 bcm anuales, de los cuales 3,5 bcm se suministrarán a través de TurkStream y 1 bcm a través de Austria (Henderson, 2023). Incluso tras la invasión, en agosto de 2022 Hungría acordó un suministro adicional de 0,7 bcm anuales, según la agencia rusa TASS, con un importante descuento sobre los precios internacionales del gas natural. Budapest ha presentado planes de diversificación poco creíbles, como su intención de incrementar la producción doméstica de gas natural o con un horizonte temporal excesivamente lejano, como incrementar las importaciones desde los excedentes de Neptun Deep en Rumanía y desde la segunda fase de Shah Deniz en Azerbaiyán. La posición abiertamente pro rusa del gobierno de Viktor Orbán ha distanciado a Hungría del Grupo de Visegrado, exacerbando su aislamiento dentro de la UE (Durakçay, 2023).

1.4. Gasoductos ucranianos: con fecha de caducidad

A pesar de la guerra en curso, el gas ruso sigue fluyendo a través de los gasoductos de Ucrania hasta Eslovaquia, Hungría y Austria con volúmenes en mínimos históricos. El acuerdo alcanzado en 2019 para el tránsito de 40 bcm anuales de gas ruso a través de Ucrania expira el 31 de diciembre de 2024. La reanudación de las negociaciones entre Ucrania y Rusia sobre la prórroga del contrato de tránsito parecen poco probables, tanto por la guerra (y el posible deterioro de la infraestructura), como por el arbitraje presentado por el operador de la red ucraniana, Naftogaz, contra Gazprom por no pagar la totalidad de los volúmenes contratados para tránsito desde mayo de 2022. Ucrania ha reiterado su intención de no negociar con Gazprom mientras dure la guerra, pese a que existen especulaciones con que podría autorizar flujos puntuales menores, tal y como propuso la austriaca OMV. Gazprom

ya utilizó este tipo de contratos para suministrar gas a Alemania a través del gasoducto Yamal-Europa, meses antes de la invasión de Ucrania.

A partir de 2025, sin la red ucraniana y ante la indisponibilidad de las rutas del Nord Stream y Yamal, Gazprom contará únicamente con el gasoducto TurkStream para sus exportaciones a la UE. Este escenario dejaría a Rusia con una capacidad de exportar 15,75 bcm anuales a partir de 2025, insuficiente para cumplir con los contratos a largo plazo que continúan en vigor. Ante este escenario, Italia ha presentado un plan para el cese de las importaciones de gas ruso por tubería en 2025 que consiste en la construcción de nuevas plantas regasificadoras y mayores volúmenes desde Azerbaiyán y el norte de África a través de los dos gasoductos existentes con Argelia, el Enrico-Mattei y Libia, el GreenStream. Mientras tanto, las empresas con contratos a largo plazo con Gazprom (se estima que ENI contaba con más de 20 bcm anuales contratados) preparan una ofensiva en los tribunales internacionales de arbitraje con el fin de obtener una compensación por la interrupción del suministro (Concha, 2023).

Los casos de Eslovaquia y Austria, países sin salida al mar y que reciben actualmente suministro ruso vía Ucrania, resultan más complicados por la tradicional influencia política de Moscú. En el caso eslovaco, el país desarrolló después de las sucesivas crisis de suministro entre Rusia y Ucrania un Proyecto de Interés Común para incrementar las interconexiones con su vecindario y dotó de capacidad de bombeo en sentido inverso a los gasoductos existentes con la República Checa, Austria y Ucrania. Por el momento, los esfuerzos de diversificación se centran en lograr acceso a capacidad en las nuevas plantas regasificadoras de Italia y Polonia para poder reducir las importaciones rusas a medio plazo. La victoria de Robert Fico en las elecciones generales de octubre de 2023 podrían acerca a Eslovaquia a las posiciones húngaras de priorizar los intereses nacionales y la seguridad de suministro sobre el compromiso de la UE con Ucrania.

Austria presenta una situación similar, con un contrato a largo plazo firmado en 2018 por OMV con Gazprom de 7 bcm al año hasta 2040, que representa cerca del 70% de la demanda del país (Henderson y Kyong, 2023). La situación para Austria y OMV es complicada al existir una cláusula que compromete a la compañía al pago del gas natural (*take-or-pay*) a Gazprom, aunque este no sea finalmente consumido en el país. Viena espera terminar con las importaciones de gas natural ruso para 2027, en línea con la UE; sin embargo, cualquier esfuerzo de diversificación antes de la expiración del contrato de tránsito por Ucrania en diciembre de 2024 podría implicar el pago de compensaciones millonarias a Gazprom. Tanto las empresas eslovacas como austriacas con contratos a largo plazo con Gazprom habrían accedido a realizar el pago del gas en rublos a través de Gazprombank, siguiendo las directrices de la Comisión para no violar las sanciones impuestas por la UE (Hernández, 2022).

Tabla 1. Situación de los gasoductos entre Rusia y la UE

Gasoducto	Capacidad anual	Situación
Yamal (Polonia)	33 bcm	Cese de operaciones por fin de contrato en 2022 y disputa sobre la divisa de pago.
Finlandia	5 bcm	Cese de operaciones por disputa en la divisa de pago.
Bielorrusia-Lituania-Kaliningrado	2,5 bcm	Únicamente suministra a Kaliningrado vía Lituania desde 2022. Expira en 2025.
Rusia-Letonia	2 bcm	Cese de operaciones por disputa sobre la divisa de pago.
Rusia-Estonia	1 bcm	Cese de operaciones por disputa sobre la divisa de pago.
Nord Stream 1	55 bcm	Fuera de funcionamiento por sabotaje
Nord Stream 2	55 bcm (No se terminó su construcción)	Fuera de funcionamiento por sabotaje
Red ucraniana	146 bcm	Contrato de tránsito "ship-or-pay" de 40 bcm/año en 2021-2024 ⁷ . Fin de contrato de tránsito en diciembre de 2024.
TurkStream	15,75 bcm	En funcionamiento.

Fuente: elaboración propia.

7 En los contratos de transporte del sector energético y en los acuerdos de reserva de capacidad es habitual encontrar cláusulas de "ship-or-pay". Obligan a la parte contratante a pagar por la reserva de capacidad en la infraestructura independientemente de que haya hecho uso de ella o no.

2 El futuro comercial y geopolítico de Gazprom

A diferencia del petróleo crudo o el carbón, el gas es una materia prima para la que resulta difícil encontrar nuevos mercados debido a la necesidad de contar con infraestructura dedicada: gasoductos, terminales de GNL y, en el caso del Ártico, buques metaneros rompehielos para el invierno. Por ello, la pérdida del mercado europeo de gas por tubería ha impactado en los resultados de Gazprom que, a pesar de no publicar sus informes financieros desde la invasión, anunció un descenso en el beneficio neto trimestral (Q2, 2023) del 43% en términos interanuales (Nadig, 2023).

Esta situación respondería a unos menores precios del gas natural, tanto aquellos indexados al precio de referencia (TTF, por sus siglas en inglés) en Europa como al barril de petróleo, pero principalmente a la pérdida del mercado por gasoducto europeo y las dificultades técnicas para poder redirigirlo a otros destinos. Gazprom, que cuenta con el monopolio de las exportaciones rusas por gasoducto, habría reducido su producción desde febrero de 2022 en cerca de 103 bcm, el equivalente al 20% del total, el mayor descenso de su historia y un volumen similar al mercado perdido en Europa (Yermakov, 2023). Además, las sanciones habrían afectado a la demanda interna de gas en Rusia, principalmente aquella asociada a la industria. Sin almacenamiento para absorber el exceso de producción, la flexibilidad de los mega yacimientos rusos podría no ser suficiente para absorber la menor demanda y Gazprom se podría ver obligado a cerrar algunos de los pozos más antiguos y menos productivos, dañando su producción a medio plazo (*Ibid.*).

Gazprom carece de capacidad relevante para exportar en forma de GNL el gas producido en Siberia Occidental, tradicionalmente exportado a Europa, y no cuenta con gasoductos que permitan su transporte a otros mercados. En el mar Báltico, Gazprom solamente cuenta con dos pequeñas terminales exportadoras en Vysotsk y Portovaya⁸, mientras que los grandes proyectos de GNL diseñados una década atrás –Shtokman, Vladivostok y Baltic– se han rediseñado y retrasado en varias ocasiones. La falta de confianza de los socios internacionales y las sanciones occidentales, que impiden el apoyo financiero y tecnológico, han obstaculizado el desarrollo de los proyectos. Desde 2012, y ante los fracasos de Gazprom, el Kremlin autorizó la liberalización del sector del GNL (Henderson y Mitrova, 2015).

Gazprom también ha perdido sus filiales comerciales en la UE desde que en abril de 2022 Alemania nacionalizara y tomara el control de los activos de Gazprom Germania y Gazprom Marketing & Trading y sus compañías relacionadas (Ecker, 2022). Estas filiales gestionaban una densa red de almacenes subterráneos de gas, redes de distribución y empresas de comercialización, y en 2020 sus activos estaban valorados en 8.400 millones de euros (Jucca, 2022). En particular, Gazprom Germania tenía la mayor capacidad de almacenamiento de gas en la UE, con infraestructura en Alemania, Austria, la República Checa y los Países

⁸ La capacidad de exportación de ambas terminales es de unos 3 bcm anuales, diseñadas inicialmente para el suministro de GNL al enclave de Kaliningrado y el transporte de gas criogenizado en pequeños buques por el mar Báltico.

Bajos. A través de estos almacenamientos, Rusia contaba con un control significativo sobre el mercado europeo de gas natural, decidiendo los volúmenes suministrados durante los picos de demanda en invierno y las ventas a corto plazo a través de su Plataforma de Ventas Electrónicas (ESP) (Henderson y Kyong, 2023).

2.1. La amenaza de los arbitrajes internacionales

Los arbitrajes internacionales también se presentan como una amenaza para Gazprom. Antes de febrero de 2022, la empresa rusa mantenía cerca de 40 contratos de suministro de gas a largo plazo con compradores europeos, la mayoría de los cuales hoy se encuentran suspendidos o cancelados, muchos de ellos con procesos ya iniciados en los tribunales internacionales de arbitraje (Interfax, 2023a). Es probable que Gazprom pueda invocar cláusulas de fuerza mayor en aquellos contratos asociados al suministro vía Nord Stream como resultado del sabotaje, evitando pagar compensaciones por la interrupción de suministro posterior a septiembre de 2022 (Chyong *et al.*, 2023).

Sin embargo, el Decreto Presidencial promulgado por Vladímir Putin en marzo de 2022, en virtud del cual el gas ruso vendido a países “no amigos” (la UE y el Reino Unido) debería pagarse obligatoriamente en rublos, resultaría más problemático para Gazprom. Los contratos de suministro de gas natural a largo plazo especifican la moneda de pago (normalmente euros o dólares) y la obligación de pago del comprador se considera cumplida en cuanto el pago correspondiente se realiza en la cuenta bancaria especificada contractualmente. Por tanto, el Decreto habría modificado unilateralmente las disposiciones de muchos de estos contratos y el corte de suministro por parte de Gazprom podría generar derechos a exigir compensaciones por parte de las contrapartes europeas que se negaron a su cumplimiento. El futuro fallo de estos arbitrajes es incierto, si bien una primera resolución de las disputas entre la finlandesa Gasum y Gazprom habría dado la razón a la compañía rusa, reconociendo la validez del Decreto Presidencial dentro de la cláusula de fuerza mayor, obligando a Gasum al pago de 300 millones de euros (Kardas, 2022). Otros arbitrajes podrían fallar en la dirección opuesta, obligando a Gazprom a pagar por los sobrecostos derivados de la compra de gas natural en el mercado *spot* por parte de las compañías europeas (PGNiG, GasTerra, Shell, Ørsted, Bulgargaz, Uniper, ENI, Engie y RWE, entre otras). Dada la ruptura de las relaciones entre Rusia y Occidente, Gazprom podría simplemente optar por ignorar⁹ cualquier veredicto que dicten los arbitrajes, pero ello implicaría la salida de la compañía del mercado europeo de forma prácticamente irreversible.

2.2. Sin mercados alternativos a corto plazo

La infraestructura de exportación de gas natural de Rusia, diseñada durante la Guerra Fría, estaba principalmente dirigida hacia el mercado europeo, que absorbía hasta el año 2021 aproximadamente el 80% de las exportaciones rusas por gasoducto. La desconexión europea de estos gasoductos coloca a Gazprom en una posición delicada desde el punto

⁹ Gazprom, con el apoyo del gobierno ruso, podría ignorar los laudos en su contra. No obstante, parte de las compensaciones podrían resarcirse con los activos de la compañía y sus filiales en la UE.

de vista técnico, político y financiero al contar con escasos mercados a los que redirigir el gas natural.

China se ha posicionado como la principal alternativa para Gazprom. La empresa rusa comenzó los envíos de gas natural a China con la entrada en operación del gasoducto Poder de Siberia en 2019, más de 15 años después del inicio de las negociaciones para su construcción. Esta compleja infraestructura, que conecta yacimientos de Siberia Oriental, y por tanto depósitos diferentes a los que tradicionalmente se destinaban a Europa, cuenta con una capacidad actual de 22 bcm de gas, que se espera alcance una capacidad cercana a los 38 bcm para el final de la década (Interfax, 2022). Para Gazprom, el mercado chino sería sustancialmente menos lucrativo que el europeo. Según Energy Intelligence (2023a), el coste marginal de la producción de los yacimientos destinados a China sería un 40% superior al de las cuencas occidentales conectadas con el mercado europeo.

En el contexto actual, Poder de Siberia ofrece poco alivio para Gazprom al no permitir desviar la producción antes destinada a Europa hacia Asia. Con el agravamiento de la crisis de Ucrania en 2014, Gazprom anunció su intención de construir el gasoducto Altai o Poder de Siberia II, un proyecto que sí conectaría los yacimientos de Siberia Occidental con el mercado chino, permitiendo realizar arbitraje de precios con el mercado europeo (Henderson, 2014). Casi una década después, el proyecto carece de una ruta precisa, fecha de construcción definitiva, ni modelo de financiación ante el escaso interés mostrado por Pekín. Aunque no es descartable una reactivación del proyecto, la reciente actividad en el mercado del GNL de las principales petroleras chinas, con la firma de múltiples contratos a largo plazo con empresas norteamericanas, un rápido desarrollo del almacenamiento y el desarrollo de unidades de *trading*, reduce los incentivos para su construcción. Para China, aunque el gas ruso ofrece unos precios sustancialmente menores que los esperados en el mercado del GNL, también exigiría una importante inversión en la red de transporte de gas desde el interior del país, un cuello de botella por donde también accede el gas desde Turkmenistán, Uzbekistán y Kazajistán hasta los centros de consumo en la costa.

El aislamiento internacional de Moscú parece haber propiciado una reorientación de Rusia hacia Asia Central. La propuesta de una unión gasística tripartita entre Rusia, Kazajistán y Uzbekistán, presentada por Putin en noviembre de 2022, estaría comenzando a tomar forma y permitiría a Gazprom exportar volúmenes adicionales (Umarov, 2023). El objetivo de esta alianza sería permitir el acceso de gas ruso a Asia Central, para que tanto Uzbekistán como Kazajistán pudieran cumplir con sus compromisos de suministro de gas a China a largo plazo (Popławski y Rudnik, 2023). Ambos países han sufrido problemas para suministrar los volúmenes acordados con China en los últimos años ante el incremento de la demanda interna y el declive de su producción gasista. En cualquier caso, no sería un mercado especialmente lucrativo para Gazprom teniendo en cuenta que debería ofrecer unos precios inferiores al establecido en los contratos entre Uzbekistán y Kazajistán con China para que estos países valoraran la posibilidad de incrementar las importaciones desde Rusia.

Turquía, mercado al que Gazprom exporta gas natural a través de dos gasoductos, TurkStream (para el mercado internacional) y Bluestream (para el mercado turco), se ha postulado para servir de plataforma intermedia del gas ruso (Yermakov, 2023). La idea de

Turquía como *hub* gasista del Mediterráneo se fundamenta en los gasoductos existentes con Azerbaiyán e Irán, sus terminales de GNL, la esperada producción doméstica del Mar Negro y un posible acceso al gas del Mediterráneo Oriental. A través de un posible *hub* gasista en Turquía, Gazprom podría tratar de acceder al mercado europeo al integrarse en otros flujos estratégicos para la UE, principalmente el gas azerí. Esta propuesta, difícilmente aceptable para Bruselas, exigiría la aquiescencia de Turquía y Azerbaiyán, entrañando complejidades geopolíticas, técnicas y comerciales de difícil solución a medio plazo.

Finalmente, los mercados que mantiene Gazprom en Europa muestran un perfil mucho menos lucrativo tanto en volúmenes y precios que aquellos perdidos recientemente. Bielorrusia, Serbia y Hungría pagan sus compras por debajo del precio de mercado, mientras que Turquía habría logrado ciertas concesiones en el diseño de la fórmula de precios, principalmente el aplazamiento de los pagos (Afanasiev, 2023). Los mercados de Moldavia y Bosnia-Herzegovina son pequeños y presentan desafíos políticos para Moscú a largo plazo, mientras que Macedonia del Norte, firme candidato a ingresar en la UE, habría solicitado acceso a las terminales de GNL de Grecia para poder diversificar su suministro de Gazprom (Trkanjec, 2022).

A corto plazo, una de las estrategias del gobierno ruso es incrementar la demanda doméstica de gas natural, extendiendo una red de transporte y distribución a la que tan sólo accede el 73% de la población (Bloomberg News, 2023a). Otras opciones, como el desarrollo doméstico de industrias intensivas en gas natural, resultan complicadas ante la pérdida del mercado europeo y las dificultades para acceder a tecnología extranjera por las sanciones internacionales. Algunos productos rusos intensivos en gas natural como el arrabio, el hierro directamente reducido (DRI), el metanol, el cemento y los fertilizantes han sido incluidos en las sanciones europeas a Rusia, mientras que los productivos derivados del petróleo están sujetos al precio máximo del G7. La exclusión de muchos bancos rusos del sistema de pagos Swift y las sanciones sobre oligarcas rusos relevantes ha supuesto un obstáculo para las exportaciones y el acceso a tecnología occidental (Pérez, 2022). El efecto de la guerra en la infraestructura crítica, como algunos puertos del mar Negro o la tubería de amoníaco Toliatti-Odesa, también limita el acceso a los mercados internacionales, especialmente el europeo. En este contexto, la cuota de Gazprom en la producción total de gas en Rusia cayó del 68% en 2021 al 55% en los ocho primeros meses de 2023 ante el empuje de otros competidores, principalmente Novatek (IEA, 2023).

3 El GNL ruso y el ascenso de Novatek

Desde 2009 Rusia exporta GNL desde Sakhalin-2 en el Extremo Oriente. El proyecto, hoy controlado por Gazprom, fue desarrollado a comienzos de siglo con tecnología y *know-how* de un consorcio internacional liderado por Shell y posteriormente adquirido (bajo presiones políticas) por Gazprom en 2007¹⁰, por lo que nunca ha sido considerado como propiamente ruso. Pese a los esfuerzos de Gazprom por expandir sus actividades al sector del GNL, sus múltiples fracasos y retrasos llevaron a que Rusia decidiera liberalizar este segmento del mercado en 2012 permitiendo la entrada de Novatek y Rosneft (Mitrova, 2013).

Desde entonces, la expansión del GNL ruso ha estado impulsada principalmente por Novatek, el único operador ruso que ha completado la construcción de una nueva planta de licuefacción a gran escala: Yamal GNL en 2017 por un consorcio formado por Novatek (50,1%), TotalEnergies (20%), CNPC (20%) y Silk Road Fund (9,9%). El apoyo financiero (incluidas numerosas exenciones fiscales), administrativo y político del gobierno ruso (y chino) hizo posible la puesta en marcha de este proyecto pese a las sanciones estadounidenses de 2014 (Farchy y Mazneva, 2017). Actualmente, Novatek se encuentra construyendo el megaproyecto de Arctic LNG y planea la construcción de otra gran instalación en Murmansk que de desarrollarse con éxito lo convertirán en uno de los actores más importantes del mercado de GNL para el final de la década, acercando a Rusia a su objetivo de alcanzar el 20% de la cuota de mercado mundial de GNL para 2035.

Los otros operadores rusos autorizados, Gazprom y Rosneft, han avanzado muy lentamente en el desarrollo de sus proyectos. Gazprom sólo ha conseguido construir una planta de pequeña escala en el mar Báltico (Portovaya LNG), perdiendo el favor político del gobierno ruso, que ha ido flexibilizando la regulación gasista para favorecer a otros independientes, principalmente Novatek.¹¹ En el caso de Rosneft, su principal proyecto de GNL en la isla de Sajalín ha quedado congelado tras la salida de ExxonMobile después de la invasión de Ucrania, que participaba como operador con un 30%, sumándose a otros proyectos cancelados como el de Pechora en 2018.

El éxito de Novatek ha venido acompañado del desarrollo de capacidades estratégicas que han reforzado su posición frente a posibles sanciones internacionales y han legitimado a la compañía políticamente. Para resolver los retos logísticos durante el invierno y no depender de los costosos rompehielos nucleares (Yermakov, 2021b), Novatek ha adquirido su propia flota de buques metaneros rompehielos y habría encargado otros 15 para su expansión. De las nuevas unidades destinadas a Arctic LNG, 10 se espera sean suministradas por los astilleros rusos Zvezda y gestionadas directamente por Novatek, en asociación con la rusa

¹⁰ Pese a que inicialmente el proyecto de Sakhalin-2 fue desarrollado en los años 90 por un consorcio internacional sin empresas rusas, la paralización del proyecto ante las trabas administrativas para aprobar las licencias ambientales forzó la entrada mayoritaria de Gazprom al consorcio en 2006. Después de la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, Shell decidió abandonar su participación restante del 20% en el proyecto.

¹¹ Por ejemplo, en octubre de 2023, la Duma autorizó a Novatek a construir un gasoducto para el suministro del proyecto de Murmansk LNG, rompiendo por primera vez el histórico monopolio de Gazprom sobre estas infraestructuras.

Sovcomflot, mientras que los cinco restantes serían proveídos por la coreana Daewoo. La navegabilidad de la Ruta Norte en el Ártico es una prioridad para Novatek al reducir sustancialmente los costes de enviar GNL al mercado asiático a través del canal de Suez, evitando ahora el mar Rojo. Para Rusia, contar con empresas que activen comercialmente esta ruta supone un incentivo para continuar en su política de securización del Ártico, nuevo flanco sobrevenido con la Organización del Tratado del Atlántico Norte (OTAN) tras la entrada de Suecia y Finlandia (Arteaga, 2023).

Desde el punto de vista tecnológico, Novatek ha diseñado y patentado su propia tecnología de licuefacción en la última expansión de Yamal LNG 4. La tecnología de Novatek ha demostrado estar lejos de ser puntera, experimentando varios fallos técnicos en sus componentes que retrasaron su puesta en marcha, pero es un primer paso para la adquisición de capacidades estratégicas para Rusia. El desarrollo de tecnología propia de licuefacción permitiría a Novatek participar en proyectos en terceros países como Irán, que cuenta con planes para exportar GNL bloqueados por las sanciones de EEUU y las dificultades para acceder a tecnología.

Figura 3. Proyectos de GNL en Rusia por estatus, desarrollador y capacidad

Proyecto	Estatus	Desarrollador	Capacidad
Sakhalin-II	En operación	Gazprom (60%), Mitsui, Mitsubishi, Shell ¹²	16 bcm
Yamal LNG	En operación	Novatek (51%), TotalEnergies, CNPC, Silk Road Fund	23 bcm
Cryogas Vysotsk	En operación	Novatek (60%), Gazprom	0,9 bcm
Portovaya LNG	En operación	Gazprom	2,1 bcm
Arctic LNG2	En construcción	Novatek (60%), CNOOC, CNPC, TotalEnergies, JOGMEC y Mitsui	27,7 bcm
Obskiy LNG	Planeado	Novatek	7 bcm
Arctic LNG1	Planeado	Novatek	N.D.
Murmansk LNG	Planeado	Novatek	29 bcm
Pechora LNG	Cancelado	Rosneft	13 bcm
Sakhalin-I	Cancelado	ExxonMobile (30%), ONGC, Rosneft, Sodeco	N.D.
Vladivostok LNG	Cancelado	Gazprom	N.D.

Fuente: el autor.

Una característica de Novatek es su estructura accionarial. Novatek es una empresa privada cotizada en la Bolsa de Moscú (hasta 2022 también lo hacía en Londres) cuyos principales accionistas son el oligarca y CEO Leonid Michelson (con el 28% de las acciones), Volga Group (23%), la francesa TotalEnergies (16%) y Gazprom con el (9,4%).

¹² Shell está proceso de salida del proyecto.

3.1. Las compras europeas de GNL ruso

La práctica totalidad de las importaciones europeas de GNL provienen del proyecto de Novatek Yamal LNG con una capacidad de unos 23 bcm anuales. De acuerdo al informe anual de 2023 del GIIGNL, los titulares de contratos a largo plazo de compra de Yamal LNG son: TotalEnergies (5,6 bcm), Naturgy (3,5 bcm), Shell (1,26 bcm), Gazprom Germania (ahora propiedad del Estado alemán¹³) (4,2 bcm), Novatek, que posteriormente lo revende (3,5 bcm), y CNPC (4,2 bcm). Estos contratos, que suman un volumen de unos 22 bcm anuales, entraron en vigor en 2018 y finalizarían entre 2032 y 2045 y cubren cerca del 96% de la capacidad exportadora de Yamal, dejando un escaso 4% para compras al contado (Figura 3).

Figura 4. Contratos de GNL de Yamal LNG

Vendedor	Comprador	Volúmenes	Inicio	Final	Contrato ¹⁴	Notas
Yamal LNG	CNPC	4,2 bcm	2018	2038	DES	Destino China
	Gazprom Germania	4,2 bcm	2018	2038	FOB	Heredado por SEFE, entrega en Zeebrugge para transbordo
	Naturgy	3,5 bcm	2018	2038	DES	Destino España
	TotalEnergies	5,6 bcm	2018	2032	FOB	
Novatek Portfolio	TotalEnergies	1,4 bcm	2018	2041	DES	Entrega en Montoir para transbordo, destino Francia
	Gunvor	0,7 bcm	2018	2038	FOB	
	Shell	1,26	2018	2041	FOB	Entrega en Montoir para transbordo

Fuente: elaboración propia con datos del Reporte anual de 2023 del GIIGNL.

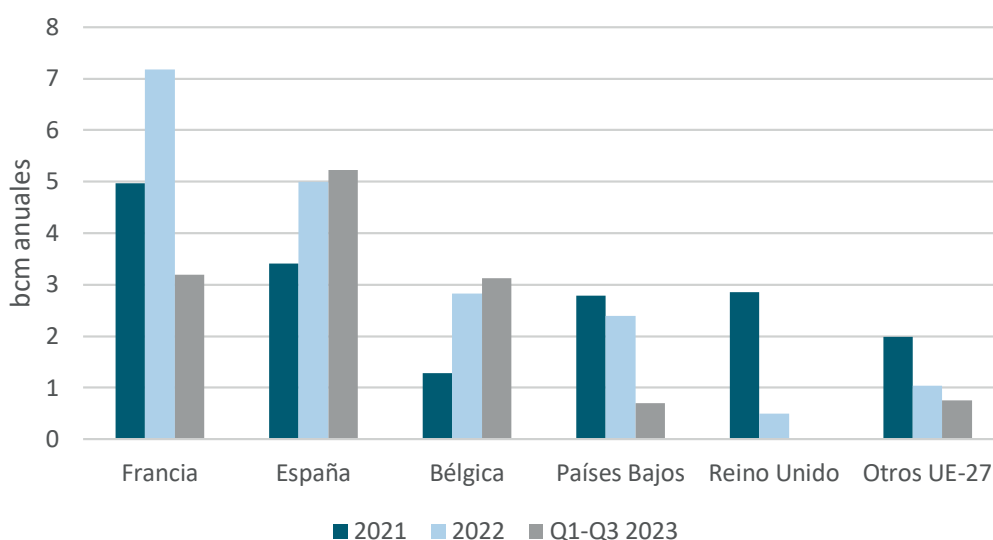
La mayoría de los contratos internacionales explican el destino final de las exportaciones de GNL ruso a Europa en los últimos tres años, con cierta variabilidad que responde a los volúmenes de las empresas sin cláusulas de destino final y los pequeños volúmenes vendidos al contado (Figura 3). Los contratos existentes difícilmente pueden ser alterados sin una importante penalización, sugiriendo que, en ausencia de causas de fuerza mayor, lo más

13 Al nacionalizar Gazprom Germania, el gobierno alemán heredó las obligaciones contractuales de Gazprom con la empresa india GAIL para el suministro de 4,2 bcm de gas natural al año. El gobierno alemán ha estado cumpliendo estos compromisos, sirviendo paradójicamente de intermediario del GNL ruso de Novatek. Según Bloomberg, el incumplimiento de este contrato, que dura hasta 2038, podría derivar en unas obligaciones de pago a Novatek de 10.000 millones de euros por parte de SEFE, antiguamente Gazprom Germania.

14 FOB = Free on Board, se interpreta como sin cláusula de destino final. DES = entrega en puerto con destino final establecido.

razonable es el cumplimiento de las obligaciones por parte de las empresas importadoras. Quizá la gran excepción sea España, que ha importado en 2022 y 2023 por encima de los 3,5 bcm anuales que le corresponden por los contratos firmados por Naturgy, absorbiendo buena parte de los buques vendidos en el mercado *spot* por empresas de *trading*¹⁵ desviados desde otros puertos europeos.

Figura 5. Importaciones de GNL desde Rusia en 2021, 2022 y Q1-Q3 de 2023 (bcm anuales)



Fuente: elaboración propia con datos de *Institute for Energy Economics and Financial Analysis*, 2023.

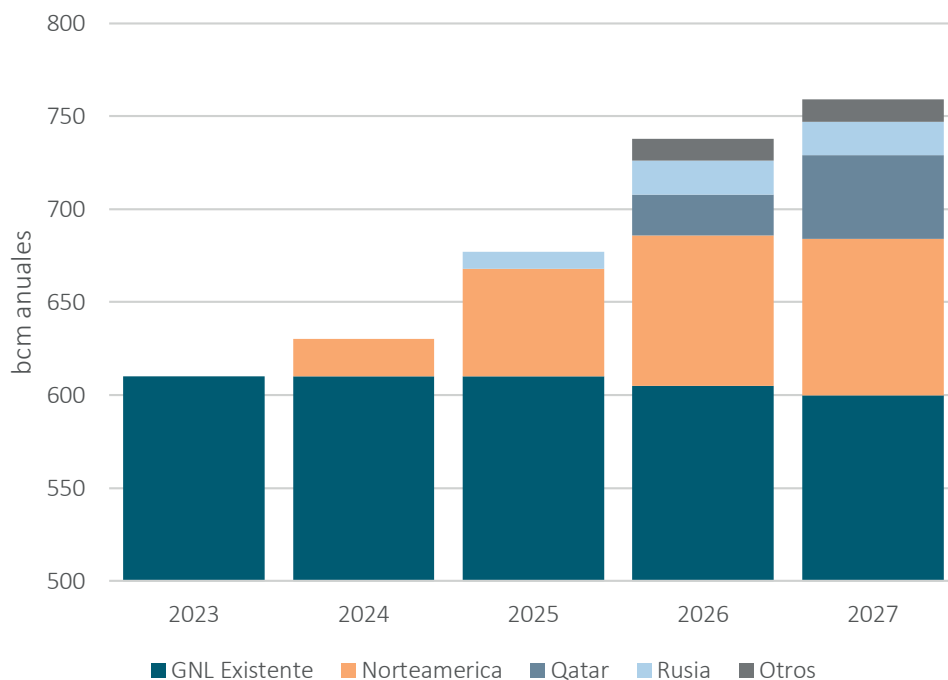
Si bien Rusia incrementó el impuesto sobre los beneficios de Yamal LNG, pasando del 20% al 34% el 1 de enero de 2023 por un periodo de tres años (Interfax, 2023b), las facilidades fiscales ofrecidas por Rusia para asegurar el desarrollo de Yamal en el pasado reducirían sustancialmente los ingresos derivados de estas exportaciones al estar exentas temporalmente de otros impuestos como el de extracción mineral y exportaciones (Lunden y Fjaertoft, 2014). Estas exportaciones, por tanto, serían menos lucrativas para el presupuesto de la Federación Rusa que las de Gazprom, sometidas un *royalty* de exportación del 30%, un impuesto sobre la extracción de minerales, un impuesto sobre los ingresos y el reparto de dividendos al Estado ruso, su principal accionista (Corbeau, 2023). Además, como señalan McWilliams *et al.* (2023), en caso de que la UE cesara las importaciones de GNL ruso, los cargamentos podrían ser vendidos en el mercado *spot* a otros países, principalmente asiáticos. Se desconocen los términos contractuales de Novatek, pero los precios de venta en el mercado *spot* podrían incluso ser superiores a los establecidos en los contratos

¹⁵ *Energy Intelligence* identificó a la suiza Gunvor como una de las empresas de *trading* más activas en el envío de metaneros a España durante 2023. Se especula con que TotalEnergies y Shell, sin cláusulas de destino final en sus contratos, también habrían vendido GNL directa o indirectamente en España a través de sus divisiones de *trading*.

de suministro a largo plazo con las empresas europeas, beneficiando las finanzas de la compañía y del Estado ruso.

Las compras de GNL ruso no deberían ser un motivo de preocupación para la seguridad de suministro de la UE. Se espera que el mercado de GNL se destense a partir de 2025 y 2026 con la entrada en funcionamiento del North Field South en Qatar (22,5 bcm) y en EEUU con Golden Pass (25 bcm), la fase 1 de Plaquemines (18,2 bcm) y la ampliación de Corpus Christi (16 bcm) (Figura 3). Parte del GNL de estos proyectos ya está comprometido con empresas europeas en contratos a largo plazo y en el caso de los estadounidenses, sus cláusulas de destino final flexible proveerán de mayor liquidez al mercado y a la cuenca Atlántica (IEA, 2023). En este escenario, la capacidad de coerción de Rusia sobre la UE por medio del suministro de GNL de Novatek sería muy limitada.

Figura 6. Proyección de nueva capacidad de GNL en el mercado mundial por geografía 2023-2027 (bcm anuales)



Fuente: elaboración propia con información pública disponible sobre los proyectos con FID anunciados.

Además de la compra directa de GNL, las terminales europeas están ofreciendo servicios de trasbordo a buques metaneros rusos. De noviembre a junio, durante la temporada invernal del Ártico, el GNL de Novatek necesita utilizar buques rompehielos para acceder a los mercados internacionales. Para la optimización de los trayectos de estos buques especializados, el gas natural que transportan es transferido a metaneros convencionales,

principalmente en la terminal belga de Zeebrugge y la francesa de Montoir-de-Bretagne, para posteriormente exportarse a mercados no europeos. En el caso de Zeebrugge en Bélgica, en 2019 se construyó un tercer tanque de almacenamiento exclusivamente para servir a un contrato de transbordo de 20 años con Yamal LNG (Jaller-Makarewicz y Flora, 2022).

La undécima ronda de sanciones europeas a Rusia incluyó aquellos trasbordos de petróleo y derivados que no cumplieran con el precio máximo estipulado por el G7, pero dejó fuera deliberadamente al transbordo de GNL, aunque no es descartable que se incluyan en el futuro. Algunos países como el Reino Unido y los Países Bajos ya han prohibido los servicios de transbordo en sus puertos en paralelo a una reducción sustancial de las importaciones de GNL (Figura 3). Precisamente, las últimas sanciones estadounidenses sobre el proyecto de Murmansk incluyen a la *joint-venture* Arctic Transshipment¹⁶, encargada de la construcción de dos terminales flotantes dedicadas a realizar transbordos de rompehielos a metaneros convencionales en el mar de Barents.

3.2. Novatek y las sanciones internacionales

La ambición rusa de exportar GNL ha encontrado importantes obstáculos derivados del embargo tecnológico impuesto por Occidente a este sector desde 2014 e intensificado en los últimos dos años. En la actualidad, todas las grandes instalaciones de GNL de Rusia dependen de soluciones tecnológicas occidentales, con la excepción de la última línea desarrollada en Yamal. Novatek aún no ha comercializado su tecnología de licuefacción "Arctic Cascade" internacionalmente, lo que ha sembrado dudas sobre su disponibilidad operativa real, sus costes y su escalabilidad. Además, las sanciones han obligado a Rusia a buscar alternativas a muchos de sus proveedores tecnológicos, como por ejemplo las turbinas de gas en los proyectos Arctic LNG, que emplearán turbinas de origen chino; y Murmansk, que ha optado por la electrificación directa de las operaciones.

Las últimas sanciones de EEUU sobre el proyecto Arctic anunciadas en noviembre de 2023 han sido especialmente dañinas. La planta de GNL de Novatek estaba lista para comenzar las exportaciones en la segunda mitad de 2024, pero los socios del consorcio (TotalEnergies, China National Petroleum Corporation (CNPC), China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) y Mitsui) han emitido sus propios avisos de fuerza mayor, suspendiendo temporalmente sus obligaciones contractuales con el proyecto. Mientras estas compañías buscan una modificación de las sanciones que permitan finalizar el proyecto, proveedores de ingeniería clave como Linde o Samsung han anunciado que también retirarán a sus trabajadores. A diferencia de las sanciones o restricciones sobre el crudo, en el caso del GNL no es viable evadir las sanciones mediante una "flota fantasma" o técnicas de contrabando, lo que ha forzado a las empresas chinas a emitir una rara solicitud al Tesoro estadounidense para que les autorice temporalmente a importar GNL de Arctic y cumplir sus contratos (Bloomberg News, 2023b).

¹⁶ Arctic Transshipment es desde 2019 una *joint venture* de Novatek (90%) con TotalEnergies (10%).

La adquisición de buques metaneros rompehielos, una prioridad estratégica para Novatek, también está sufriendo retrasos debido a las sanciones. Por un lado, los astilleros coreanos de Daewoo Shipbuilding han cancelado varios de los pedidos de Novatek, mientras que los astilleros rusos de Zvezda han tenido que cambiar los diseños de los rompehielos pasando de propulsión por GNL a fueloil/diésel ante la salida de varios socios tecnológicos europeos (Mandra, 2024).

4 La UE frente al gas ruso en un escenario de normas blandas

La ausencia de sanciones europeas sobre el gas natural ruso, tanto el que llega por gasoducto como por metanero, expone las dificultades para conciliar la seguridad energética, la presión sobre Rusia y los diferentes intereses económicos de la UE. Las sanciones son una decisión que los Estados miembros deben tomar por unanimidad en el Consejo de la UE. Dada la previsible posición de bloqueo de Hungría a una prohibición de las importaciones de gas ruso a partir de 2027, se espera que esta restricción recaiga sobre las decisiones individuales de los Estados.

El Parlamento Europeo y el Consejo ya están desarrollando un mecanismo para que los gobiernos nacionales puedan bloquear temporalmente a los exportadores rusos y bielorrusos reservar la capacidad de infraestructura necesaria para los envíos de gas natural, tanto vía gasoducto como GNL (Krukowska, 2023). Este mecanismo, que sería implementado de manera voluntaria a nivel estatal, estaría diseñado para permitir a las empresas europeas suprimir sus contratos invocando cláusulas de fuerza mayor y protegerse frente a posibles arbitrajes. La fuerza mayor, en sentido amplio, se refiere a circunstancias externas inesperadas que impiden el cumplimiento de un contrato y en los contratos de suministro de gas sí suelen incluir restricciones impuestas por las autoridades públicas como embargos, sanciones, leyes, reglamentos y otros actos de gobierno que afecten directamente a la capacidad de la parte para cumplir sus obligaciones contractuales (Ason, 2022). Pese a poder invocar estas cláusulas, las empresas europeas con contratos a largo plazo con Gazprom o Novatek deberán sustituir el gas natural no suministrado comprando en el mercado *spot* o por medio de la firma de nuevos contratos a largo plazo, previsiblemente a precios más elevados dada la coyuntura actual del mercado del gas natural.

Las dificultades para alcanzar acuerdos por unanimidad en la UE se han extendido a otros dosieres clave como el paquete de ayuda a Ucrania y parece que ésta será la tónica a medio plazo. Prueba de este agotamiento de los consensos han sido el llamamiento no vinculante de la Comisaria europea de Energía, Kadri Simson, a dejar de comprar GNL ruso o el de la ministra española de Transición Ecológica, Teresa Ribera, a no firmar nuevos contratos con proveedores rusos de GNL y eliminar las compras en el mercado *spot*. Hasta la fecha, las medidas sobre el gas ruso la han tomado los Estados miembros de forma voluntaria, mientras que las autoridades europeas, en ausencia de consensos, se han limitado a las recomendaciones.

En este escenario de “normas blandas”, es probable que Gazprom y Novatek traten de explotar las posibles divisiones europeas, ofreciendo condiciones beneficiosas para aquellos compradores que abandonen las posiciones de ruptura comercial de la Comisión, limitando en la práctica la consecución de un cese total de las relaciones gasistas para 2027. El silencio de muchos gobiernos europeos acerca de si impondrán sanciones al gas ruso en el corto plazo demuestra la preferencia en las capitales europeas por mantener una posición pasiva

que evite tomar medidas drásticas, principalmente la cancelación de los contratos existentes, que afecten negativamente a sus intereses nacionales y al de sus empresas.

Conclusiones

La UE ha logrado superar una reducción del 80% de los envíos de gas natural ruso por gasoducto sin recurrir al racionamiento energético ni renunciar al apoyo político, económico y militar a Ucrania. Si Rusia en 2021 representó el 42% de las importaciones europeas de gas natural, este porcentaje descendió en 2023 hasta el 14% (5,3% GNL y 8,7% gasoductos). Gracias al desarrollo de capacidades para importar GNL y la construcción de interconexiones, la UE ha entrado en una nueva fase en su desacoplamiento gasista de Rusia dejando atrás los temores al desabastecimiento. El objetivo ahora es desarrollar una estrategia que determine el futuro del gas natural ruso hasta 2027, fecha establecida en el *REPowerEU* para poner fin a las compras de hidrocarburos a Rusia.

En el caso de las importaciones por gasoducto, es descartable un retorno operativo de Nord Stream, mientras que por razones políticas también parece improbable una reanudación de los flujos a través de Polonia (gasoducto Yamal). El contrato de tránsito por Ucrania expirará el 31 de diciembre de 2024 y Kyiv ha anunciado su intención de no negociar un acuerdo de renovación con Gazprom. Aunque en los últimos meses, y como parte de sus conversaciones con Hungría y Eslovaquia, Ucrania ha abierto la puerta a que continúen envíos puntuales de gas ruso después de 2024, parece claro que estos flujos serán menores que los actuales y tendrán un carácter coyuntural. Esta situación dejaría únicamente operativo el TurkStream para el envío de gas natural a los pocos clientes que mantiene Gazprom en la UE. Se espera que el TurkStream pueda absorber una parte marginal de los volúmenes desviados desde Ucrania a partir de 2025, principalmente para el suministro de Eslovaquia y Hungría, provocando la suspensión de los contratos a largo plazo restantes no atendidos por Gazprom, como los de Austria e Italia. Mientras los países europeos se encuentran implementando planes de diversificación y se mantienen alineados con el objetivo de 2027, Hungría ha demostrado su intención de seguir importando gas ruso con la firma de nuevos contratos a largo plazo incluso después de la invasión. Aunque la posición del gobierno de Viktor Orbán con Moscú continúa siendo una excepción en la UE, sienta un precedente que podría quebrar la voluntad de aquellos Estados miembros que tienen la posibilidad de continuar recibiendo gas ruso a través de TurkStream.

En el caso del GNL proveniente de Yamal, las empresas de la UE continúan cumpliendo sus contratos a largo plazo mientras las sanciones asfixian tecnológicamente a Novatek en sus nuevos proyectos (Arctic y Murmansk) y en la adquisición de capacidades logísticas y tecnológicas. Si se limitan la compra de rompehielos y los servicios de transbordo en puertos europeos, buena parte de la producción de Yamal destinada a Asia afrontaría dificultades logísticas durante el invierno, mientras que restringir el acceso a la tecnología occidental retrasará o incluso podría llegar a paralizar los nuevos proyectos en el Ártico. Dada la creciente liquidez y flexibilidad del mercado mundial del GNL, los importadores de gas de la UE no deberían tener problemas para encontrar suministradores alternativos a Rusia, pudiendo ahora beneficiarse de la nueva plataforma de compras conjuntas de gas para negociar esos volúmenes adicionales de forma agregada. Parece más difícil reconciliar los intereses comerciales de la UE en los proyectos de Novatek (como la participación de TotalEnergies,

los proveedores de ingeniería y servicios o las *utilities* con contratos a largo plazo) con la eliminación de las importaciones de gas ruso y la implementación de sanciones sobre el GNL y su cadena de valor.

La decisión de imponer sanciones requiere de la unanimidad de los Estados miembros en el Consejo de la UE. La capacidad para alcanzar grandes consensos en Bruselas con relación a las sanciones sobre Rusia ha demostrado sufrir de una cierta fatiga en los últimos meses, en particular por el bloqueo ejercido por Hungría, pero también por el estancamiento del conflicto. Este bloqueo da paso a una nueva fase en la política energética europea para con Rusia en la que las decisiones vinculantes dependerán de la voluntad de cada uno de los Estados miembros. En este escenario de "normas blandas" es probable que Gazprom y Novatek traten de explotar las posibles divisiones europeas, ofreciendo condiciones beneficiosas para aquellos compradores que abandonen las posiciones de ruptura comercial de la Comisión, limitando en la práctica la consecución de un cese total de las relaciones gasistas para 2027.

Pese a este escenario de fragmentación en la política europea, el gas ruso en Europa pasaría a tener un papel marginal, debiendo competir con otros suministradores (principalmente el GNL de EEUU y Qatar) en un contexto de descarbonización y esperable descenso de la demanda. Por ello, se puede concluir que Rusia ha fracasado en su estrangulamiento gasista al no lograr doblegar el apoyo europeo a Ucrania, sacrificando en vano su mercado energético más lucrativo.

Bibliografía

- Arteaga, F. (2023), "La OTAN en el Ártico: el flanco sobrevenido", Real Instituto Elcano, *ARI* 42/2023
- Ason, A. (2022), *International Gas Contracts*, The Oxford Institute for Energy Studies, Study
- Afanasiev, V. (2023), "Russia makes huge gas concession to Turkey", *Upstream Online*, 17/V/2023
- Bloomberg News (2023a), "Where Did All That Russian Gas Go?", 29/VI/2023
- Bloomberg News (2023b), "China to Seek Exemptions to US Sanctions on Russian LNG", 22/XII/2023
- Bechev, D. (2023), *Russia's Energy Clout in the Balkans is on Borrowed Time*, Carnegie Endowment for International Peace
- Braw, E. (2023), "Baltic Sea sabotage: A defender's dilemma", *Politico*, 15/XI/2023
- Bros, A., Mitrova, T. y Westphal, K. (2017), "German-Russian gas relations", *A Special Relationship in Troubled Waters*, SWP-Research Paper, nº 13
- Cassey, J. (2022), "Hamina LNG Oy starts commercial operations", *LNG Industry*, 12/X/2022
- Concha, J. (2023), "Gazprom Puts Europe on Guard: Who Might Be Next?", *Energy Intelligence*, 03/V/2023
- Chi Kong C., Ira J. y Mitrova, T. (2023), *Future Options for Russian Gas Exports*, Columbia SIPA, Center on Global Energy Policy, 19
- Durakçay, F. A. (2023), "Hungary's Position on the Russia-Ukraine War and its Implications for Cooperation in the Visegrad Group", *Eurasian Research Journal*, 5(4), pp. 7-26
- Duxbury, C. (2022), "How Lithuania cut its ties to 'toxic' Russian gas", *Politico*, 18/IV/2022
- Eckert, V. (2022), "German regulator takes over Gazprom Germania to ensure energy supply", *Reuters* 04/IV/2022
- En, E. (2015), "Russian gas to Kaliningrad will flow through Lithuania for 10 more years", *The Lithuania Tribune*, 28/XII/2015
- Energy Intelligence (2023a), "Russia's Pipeline Gas Exports to Europe Pick Up", 17/VIII/2023
- Energy Intelligence (2023b), "China Pays Significantly More for Gazprom's Gas", 26/II/2023
- Escribano, G., González-Enríquez, C., Lázaro-Touza, L., y Paredes-Gázquez, J. (2023), "An energy union without interconnections? Public acceptance of cross-border interconnectors in four European countries", *Energy*, 266, 126385

- Euronews (2022), "State-owned Gazprom is insisting that all payments are made in Russian rubles", 26/IV/2022
- European Commission (2022), Inauguration of gas interconnection between Poland and Lithuania, Directorate-General for Energy
- Eyl-Mazzega, M. A. (2023), "The Ukraine War and European Energy Dependence and Reconfiguration of Energy Relations", *Mediterranean yearbook*, IEMed, pp. 138-143
- Farchy, J. y Mazneva, E. (2017), "Russia Wins in Arctic After U.S. Fails to Kill Giant Gas Project", Bloomberg, 14/VII/2017
- GIIGNL (2023), GIIGNL Annual Report
- Heather, P. y Bowden, J. (2023), "Romania's Neptun Deep FID: can it be a regional gamechanger?", The Oxford Institute for Energy Studies, *Energy Insights*, nº 133
- Henderson, J. y Chyong, K. (2023), "State-owned Gazprom is insisting that all payments are made in Russian rubles", The Oxford Institute for Energy Studies, *Energy Insights*, nº 131
- Henderson, J. y Mitrova, T. (2015), "The political and commercial dynamics of Russia's gas export strategy", The Oxford Institute for Energy Studies, *Energy Insights*, nº 6
- Henderson, J. (2014), "The Commercial and Political Logic for the Altai Pipeline", The Oxford Institute for Energy Studies, *Oxford Energy Comment*, nº 89
- Hernandez, A. (2022), "Rubles for gas: Who's paid so far?", Politico, 25/VI/2022
- Honoré, A. (2023), "European gas demand fundamentals: H1 2023 review and short-term outlook", The Oxford Institute for Energy Studies, *Energy Insights* nº 134
- IEA (2023), Medium-Term Gas Report 2023
- Interfax (2023a), "Gazprom in arbitration proceedings with ENI, Engie, RWE, PGNIG, Gasum, Naftogaz", N/A, Report, 16/III/2023
- Interfax (2023b), "Russian Duma passes law exempting Gazprom and subsidiaries from elevated 34% profit tax for LNG exporters", 18/II/2023
- Interfax (2022), "Gas supplies via Power of Siberia pipeline to China planned at 22 bcm in 2023", N/A, Report, 13/IV/2023
- Jaller-Makarewicz, A. y Flora, A. (2022), "Belgian LNG Terminal Zeebrugge Supporting Year-round Russian LNG Supplies to Non-European Markets", Institute for Energy Economics and Financial Analysis
- Jucca, L. (2022), "Gazprom sale fumble triggers canny German pounce", Reuters, 05/IV/2022
- Kardas, S. (2023), "Result of arbitration between Gazprom and Gasum: contradictory statements from the companies", Center for Eastern Studies, *Analyses* nº 24

- Krukowska, E. (2023), "EU Reaches Deal to Enable Nations to Ban Russian LNG Imports", Bloomberg 08/XII/2023
- Lunden, L. y Fjaertoft, D. (2014), "Government support to Upstream oil & gas in Russia: How subsidies influence the Yamal LNG and Prirazlomnoe projects", International Institute for Sustainable Development
- McWilliams, B., Sgaravatti, G., Tagliapietra, S. y Zachmann, G. (2023), "The EU can manage without Russian liquified natural gas", *Bruegel Policy Brief* nº 16
- Mandra, O. (2024), "SHI suspends construction of blocks for Zvezda's Arctic LNG carriers", *Offshore Energy*, 02/I/2024
- Mitrova, T. (2013), "Russian LNG: The long road to export", IFRI-Russia/NIS Center
- Nadig, S. (2023), "Russia's Gazprom Neft announces Q2 results, net profits fall by 43%", *Offshore Technology*, 24/VIII/2023
- Orlen (2023), "ORLEN Group ramps up its production potential in Norway", Press Release, 02/VII/2023
- Pérez, C. (2023), "What Does Russia's Removal from SWIFT mean for the Future of Global Commerce?", *Foreign Policy* 157, pp. 74-81
- Popławski, M. y Rudnik, F. (2023), "Russian gas in Central Asia: a plan to deepen dependence", Center for Eastern Studies, *Analyses* nº 36
- Sevillano, E. (2022), "Alemania rescata la filial de Gazprom con un préstamo milmillonario para asegurar el suministro de gas", *El País*, 14/VI/2022
- Tanner, J. (2023), "Finland gets floating LNG terminal to replace Russian gas", *APNews*, 28/XII/2022
- Thorp, E. (2023), "China Pays Significantly More for Gazprom's Gas", *Energy Intelligence*, 08/XI/2023
- Trkanjec, Z. (2022), "North Macedonia to reserve capacities at Alexandroupolis LNG terminal", *Euractiv*, 17/2/2022
- Tsafos, N. (2019), "How Nord Stream 1 Rewired German Gas", *CSIS Blog Post*, 30/VII/2019
- Umarov, T. (2023), "Is Putin About to Get His Gas Union with Kazakhstan and Uzbekistan?", *Carnegie Endowment for International Peace Blog Post*, 13/III/2023
- Yafimava, K. (2022), "The EC guidance on the Russian 'gas for rubles' decree: all things to all people", Oxford Institute for Energy Studies, *OIES Energy Comment*, May
- Yermakov, V. (2023), "Catch 2022" for Russian gas: plenty of capacity amid disappearing market", The Oxford Institute for Energy Studies, *OIES Energy Comment*, January

Yermakov, V. (2021a), "Big Bounce: Russian gas amid market tightness", The Oxford Institute for Energy Studies, *OIES Energy Comment*, September

Yermakov, V. (2021b), "The Northern Sea Route: A state priority in Russia's strategy of delivering Arctic hydrocarbons to global markets", The Oxford Institute for Energy Studies, *OIES Energy Insight*, 105

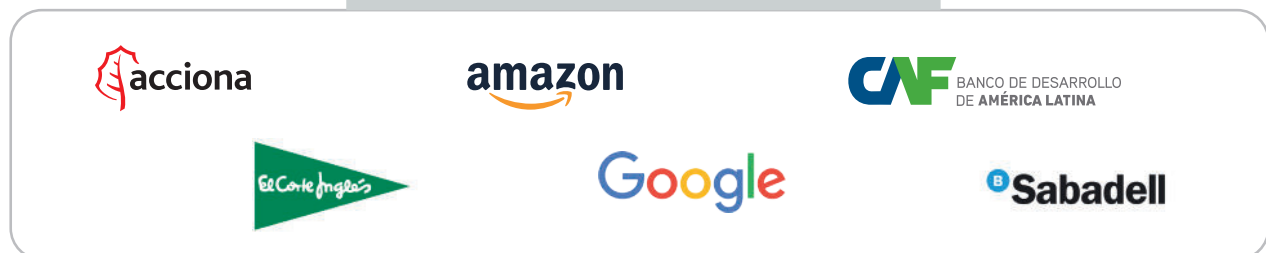
Zachová, A. (2023), "Czechia decreases Russian gas dependence over eight months", Euractiv, 01/II/2023

Patronato

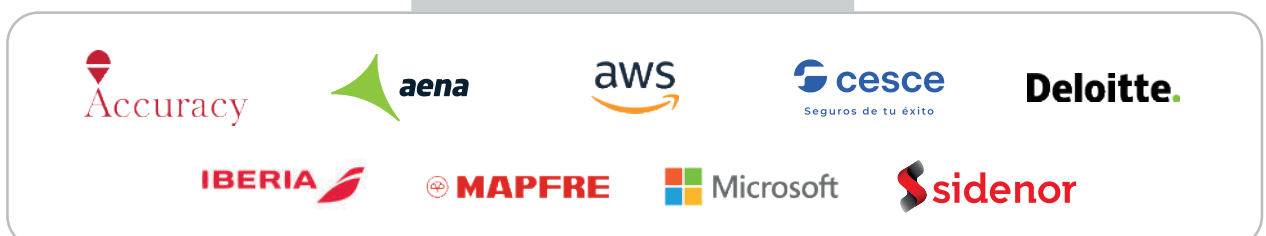
 GOBIERNO DE ESPAÑA	MINISTERIO DE ASUNTOS EXTERIORES UNIÓN EUROPEA Y COOPERACIÓN	 GOBIERNO DE ESPAÑA	MINISTERIO DE DEFENSA
 GOBIERNO DE ESPAÑA	MINISTERIO DE ASUNTOS ECONÓMICOS Y TRANSFORMACIÓN DIGITAL	 GOBIERNO DE ESPAÑA	MINISTERIO DE CULTURA



Socios protectores



Socios colaboradores





Príncipe de Vergara, 51
28006 Madrid (Spain)
www.realinstitutoelcano.org

