

El impacto de la crisis de Ucrania en el cambio climático

8 de junio de 2022



David Page

Jefe de Análisis Macroeconómico
Análisis Macro - Core Investments



Olivier Eugène

Jefe de Análisis Climático
Análisis ESG - Core Investments

Puntos clave

- La invasión rusa de Ucrania ha afectado significativamente a los mercados de la energía y ha acelerado la ambición de la UE de reducir su dependencia de los combustibles fósiles rusos.
- La Comisión Europea tiene previsto acelerar sus planes de implantación de tecnologías renovables, ya ambiciosos, y es de esperar que ello aumente el ritmo medio de reducción de las emisiones, del -4,8% anual al -5,0% anual.
- Sin embargo, somos escépticos acerca de la capacidad de Europa para alejarse del gas ruso tan rápidamente como prevé, así como de sus objetivos de introducir tecnologías renovables, en particular, la eólica, al ritmo previsto. Incluso según lo previsto, estimamos que Europa seguirá siendo vulnerable a cualquier interrupción del suministro de gas hasta 2024, aunque en la práctica podría ser más tiempo.
- Es probable que la capacidad actual de combustibles fósiles cubra el déficit de gas previsto, incluyéndose un aumento de la generación con carbón. Es posible que esto incremente las emisiones a una horquilla que probablemente sea mayor en la próxima década que la que sugieren Fit for 55 o los nuevos planes de la UE.

- La década de 1970 marcó un punto de inflexión clave para la intensidad del uso de petróleo. La crisis actual podría marcar un punto de inflexión similar para los mercados energéticos, que suponga el inicio de una era de nuevas tecnologías para reducir la generación de emisiones.

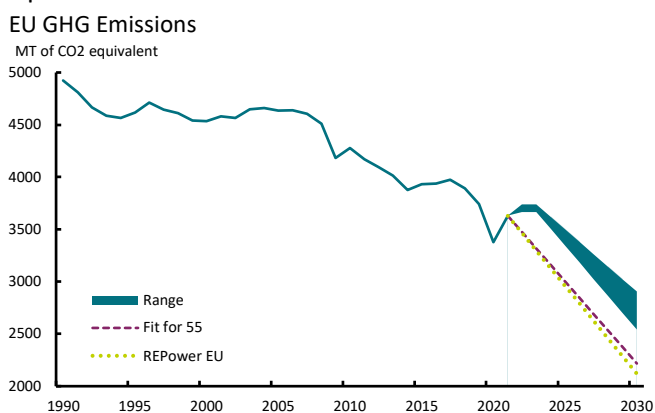
La guerra en Ucrania impactará en la lucha contra el cambio climático

Sin duda, hay varios factores que llevaron a la decisión de Rusia de invadir Ucrania. Es posible que uno de ellos fuera el cálculo de que la dependencia europea de los combustibles fósiles rusos —especialmente, el gas— limitaría la gravedad de las sanciones que Occidente pudiera imponer a Rusia. Este criterio habría tenido en cuenta las bajas existencias europeas de gas, las elevadas presiones inflacionistas y el hecho de que el plan de acción por el clima Fit for 55 de Europa contemplara una reducción paulatina de las importaciones de gas durante la próxima década en un intento por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 55% de los niveles de 1990 para 2030. Este análisis habría sugerido cierta potenciación del suministro de gas ruso en la actualidad, que probablemente se desvanecería a lo largo del tiempo.

Tal cálculo parece erróneo en este momento. Las sanciones contra Rusia han sido más profundas y de mayor alcance y más unánimes de lo que muchos esperaban. Además, la consecuencia del inevitable aumento de los precios de la energía —especialmente, en el caso del gas natural europeo— ha sido que la Comisión Europea proponga un viraje incluso más rápido en las importaciones de gas para reducir la dependencia de Europa del suministro ruso. Europa ya ha prohibido el carbón ruso, pero ahora está valorando sanciones a las importaciones rusas de petróleo e incluso de gas.

En este documento, analizamos los planes de Europa para reducir su dependencia del gas ruso. Calculamos el posible impacto en las emisiones de GEI de la UE si se cortara el suministro de gas ruso a Europa, lo cual implicaría que a la capacidad de generación se incorporarían combustibles sustitutos y generadores de más emisiones para cerrar la brecha de manera temporal. Sin embargo, a medio plazo, la aceleración del giro hacia la generación con combustibles no fósiles probablemente reduciría las emisiones a mayor velocidad. A continuación, evaluamos de forma crítica la plausibilidad de estas hipótesis. El gráfico 1 muestra nuestras estimaciones del impacto en las emisiones de GEI de los nuevos planes de la UE y distintas estimaciones sobre la posible evolución de las emisiones.

Gráfico 1: Estimaciones de emisiones de GEI en diferentes supuestos



Fuente: Comisión Europea, marzo de 2022

También tenemos en cuenta las repercusiones más allá de Europa, apuntando que, en el caso de algunas de las mayores economías del mundo, es probable que esto implique un reordenamiento de los suministros de energía, que podría funcionar como un carrusel para el suministro de gas, si bien una reorganización así llevará su tiempo.

Por último, consideramos lo que podría significar la crisis de los precios para el suministro de energías renovables. El petróleo sufrió una crisis similar en la década de 1970 y el aumento de los precios provocó un cambio sustancial en su uso. Aunque la demanda creció posteriormente a niveles cada vez más altos, la

intensidad del uso de petróleo alcanzó su máximo en 1973 y ha caído desde entonces. Abordamos lo que significará la última crisis de los precios de la energía para las tecnologías renovables y si esta se sumará a los argumentos para acelerar el descenso de la intensidad del uso de gas.

REPowerEU: deshacerse de la influencia rusa

En el marco de una respuesta mucho más amplia a la invasión rusa, la Comisión Europea publicó REPowerEU, un plan de acción europeo conjunto por una energía más asequible, segura y sostenible. En marzo se publicó un documento de estrategia, seguido de un documento de aplicación más completo en mayo. El documento describe la viabilidad de poner fin a la dependencia europea del gas ruso «mucho antes del final de la década». La estrategia consiste en un enfoque conjunto que incluye la diversificación del suministro de gas, una mayor eficiencia energética —que reduzca la demanda—, una mayor generación con energías renovables y hacer frente a los cuellos de botella en las infraestructuras.

Para poner la tarea en perspectiva, alrededor del 40% de la red de gas de Europa cuenta con suministro de Rusia. En 2021, este total ascendió a 155.000 millones de metros cúbicos (bcm)¹. La Comisión supone que este año podrá conseguir 60 bcm de suministro de gas a partir de fuentes alternativas: 10 bcm de la diversificación de los gasoductos y 50 bcm de la diversificación del gas natural licuado (GNL), del que Estados Unidos ya se ha comprometido a suministrar un mínimo de 15 bcm este año.

El plan de acción sobre el clima Fit for 55 de Europa ya tenía previsto reducir el consumo de gas en 100 bcm para finales de la década. REPowerEU propone una combinación de diversificación del suministro de gas y medidas para reducir la demanda de gas natural para acelerar esta reducción. El gráfico 2 incluye las medidas propuestas por la Comisión y la reducción estimada de la demanda de gas.

Gráfico 2: Propuestas de REPowerEU para la reducción del gas

Measure	FF55 Ambition (bcm)	Post Ukraine Proposals	
		By end 2022 (bcm)	By 2030 (bcm)
Biomethane production	17	3.5	18
Renewable hydrogen production	9-18.5	-	25-50
Energy efficient measures	38	14	10
Solar rooftops	(inc. in 170 below)	2.5	frontloaded
Heat pumps	35	1.5	frontloaded
Wind and solar capacities	170	20	frontloaded

Fuente: Comisión Europea, marzo y mayo de 2022

Las propuestas de la Comisión sugieren que puede reducir la demanda este año en 41,5 bcm. Para evaluar el impacto potencial durante el resto de la década, formulamos diversas hipótesis. En primer lugar, suponemos que Fit for 55 habría logrado la reducción de la demanda de 100 bcm paulatinamente

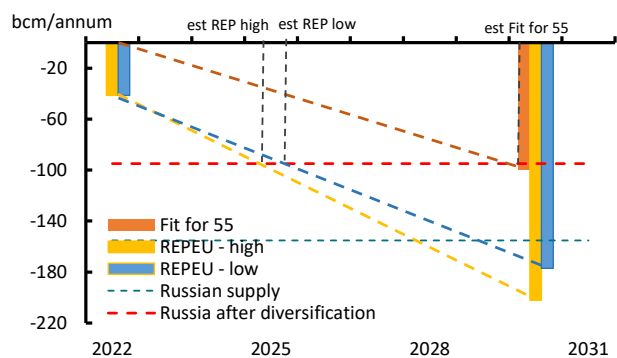
¹ «REPowerEU: acción europea conjunta por una energía más asequible, segura y sostenible», Comisión Europea, 8 de marzo de 2022.

a lo largo de la década. En segundo lugar, consideramos que la reducción adicional más a largo plazo estimada en el informe de marzo, estimada en un total de 53-78 bcm para 2030, también se produce gradualmente. Por último, tenemos en cuenta el aumento de la capacidad solar prevista, que pasa de 420 GW a 600 GW en la publicación más detallada de mayo. El gráfico 3 muestra la reducción prevista de la demanda de gas. Conforme a las hipótesis simplificadas, esto sugeriría que la demanda de gas de la UE podría eliminar la dependencia rusa en torno a 2025. Esto sugiere que este año y el próximo será cuando la UE sea más vulnerable.

Esto también demuestra que es probable que la UE se enfrente a un déficit de gas sin suministro ruso antes de esa fecha. Con base en nuestras hipótesis, esto equivaldría a unos 55 bcm este año, 35 bcm en 2023 y 15 bcm en 2024. En este momento, no hay nada que impida que la UE siga disponiendo de este volumen restante de gas ruso; si se diera alguna circunstancia que lo impidiera, el impacto sobre las emisiones sería relativamente limitado. Sin embargo, si estos flujos se detuvieran por diferencias en cuanto a los pagos en una u otra moneda, prohibiciones voluntarias de importación o interrupciones del suministro, la UE tendría que compensar esta diferencia.

Gráfico 3: Disminución prevista del consumo de gas

EU gas demand declines with different proposals



Fuente: Eurostat, Naciones Unidas, AXA IM Research, datos de 2020

La forma en que la UE compensara esta carencia depende de cómo utilice el gas. El sector energético emplea una tercera parte del gas para generar electricidad y calor, una cuarta parte la utilizan los hogares y una décima parte tiene usos comerciales y públicos, en gran medida correspondientes al ámbito de la calefacción. Para estos usuarios, el déficit de gas será sustituido por otros combustibles, como la electricidad que se produzca utilizando fuentes alternativas, con un mayor consumo de electricidad por los usuarios finales. El resto —algo más de una cuarta parte— lo utiliza la industria. Suponemos que algunos

² La Agencia Internacional de la Energía (AIE) indica una relación de 10,28 TWh por cada 1 bcm de gas para la transferencia de energía pura. Teniendo en cuenta una tasa de eficiencia de las centrales alimentadas por

sectores podrán sustituir el consumo de gas por electricidad, por ejemplo en el caso de la calefacción a baja temperatura, si bien ello podría exigir capital de sustitución, que llevaría cierto tiempo. Otros ámbitos de la industria no podrán sustituir su consumo a medio plazo, ya sea porque utilizan gas directamente (por ejemplo, la industria química), o bien porque emplean hornos de alta temperatura que requerirían más refinanciación de capital fundamental, por ejemplo, las plantas siderúrgicas. Estimamos que poco menos del 20% del consumo de gas natural es para uso industrial no sustituible.

Un déficit de 55 bcm de gas este año implica un equivalente a electricidad de 266 TWh de electricidad en 2022 (alrededor del 10% del consumo total de la UE), 150 TWh en 2023 y 25 TWh en 2024². El impacto que este déficit imprimirá en la oferta, los precios y, por tanto, la demanda es complejo. Sin embargo, suponemos que una cuarta parte se cubre con una menor demanda, en reflejo del aumento de la eficiencia energética, los elevados costes o la no sustituibilidad. También suponemos que nada de esta producción adicional podría satisfacerse con más capacidad de generación de energías renovables, ya acelerada en las hipótesis de REPowerEU.

Si nos fijamos en la generación de electricidad, observamos que la generación con energía nuclear fue 33 TWh menor en 2021 en comparación con la producción de 2019, en parte como consecuencia de los problemas actuales en los reactores propiedad de Électricité de France (EDF), la mayor generadora de energía nuclear de Europa³. Sin embargo, suponemos un margen de repunte para la producción nuclear más allá de este año y prevemos que la electricidad generada mediante energía nuclear podría recuperarse hasta niveles de 2019.

La generación con carbón también se ha desplomado, con una caída de 188 TWh desde 2017. Esta caída representa con mayor probabilidad una retirada estratégica, en lugar de dificultades operativas. Parte de esta capacidad de generación con carbón se habría desmantelado desde entonces, lo que dificultaría un repunte de la producción. Sin embargo, esperamos que la generación con carbón sea capaz de recuperar los niveles de producción de 2017, mediante una combinación de reactivación de centrales paralizadas y un funcionamiento temporal con factores de carga más altos. De hecho, en mayo la Comisión añadió que "las capacidades de carbón existentes también podrían utilizarse durante más tiempo del previsto inicialmente".

Estimando que una caída de la demanda supone una cuarta parte del déficit de gas, la reactivación de la producción nuclear y con carbón debería satisfacer el aumento equivalente de la demanda de electricidad. No obstante, si la demanda no cae lo suficiente —quizá porque los gobiernos subvencionen el

gas del 45%-57%, la AIE indica 7,24 pies cúbicos de gas/1 kWh de electricidad producida o 4,96 TWh/1 bcm.

³ EDF ha sugerido que producirá entre 330 TWh y 330 TWh en 2022, por debajo de los más de 400 TWh anteriores a 2015

encarecimiento de la energía—, puede que sean necesarias prácticas más explícitas de gestión de la demanda.



El gran carrusel del gas

Nuestro análisis sugiere que, a corto plazo, se podría incrementar la generación de electricidad con carbón, lo cual implica emisiones más altas, para compensar la caída a corto plazo del suministro de gas, con emisiones más bajas. Sin embargo, un análisis más profundo del mercado del GNL sugiere mayor complejidad.

El proyecto REPowerEU también tiene como objetivo lograr que la UE se diversifique, en detrimento de las importaciones de gas ruso, aumentando el GNL en 50 bcm este año. El tamaño del mercado mundial de GNL en 2020 era de 488 bcm⁴. Por tanto, REPowerEU sugiere un giro de más del 10% del mercado total de GNL este año. A continuación, abordamos algunos de los riesgos para esta hipótesis y las consecuencias de tal viraje.

Hay dudas sobre si la UE puede lograr este nivel de diversificación. La UE parece tener la capacidad de aumentar las importaciones de GNL en 50 bcm. La capacidad total de importación de GNL de la UE es de 157 bcm⁵, casi la misma cantidad que las importaciones de gas ruso. En 2021, 13 países de la UE importaron 80 bcm de GNL. Esta cifra sugiere, de media, un uso de la capacidad de en torno a un 50%. En diciembre de 2021, el uso de la capacidad aumentó por encima del 60%. Para importar otros 50 bcm en 2022, el uso de capacidad debería ser, de media, de un 83% en el año, por encima del máximo anterior del 70% registrado en el segundo trimestre de 2020.

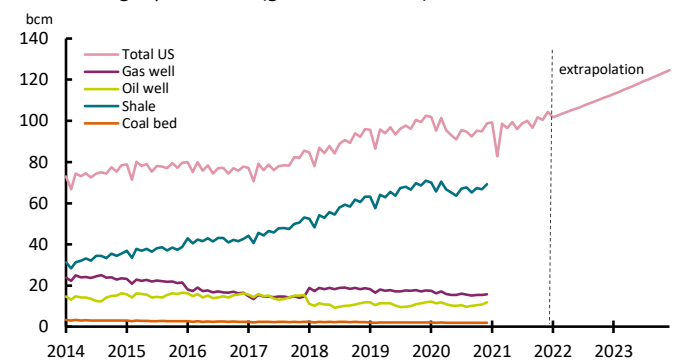
Sin embargo, parte de la capacidad sobrante actual de GNL de la UE se encuentra en el «lugar equivocado». En particular, cerca de 34 bcm de esa capacidad se encuentran en España y solo hay un gasoducto de 7,5 bcm que conecta el país con Francia. Sería necesario aumentar la conexión entre España y el resto del continente para que esta capacidad sobrante sea práctica en lugar de teórica. Ninguno de estos obstáculos es insuperable, pero pueden agravar la dificultad para incrementar la capacidad este año.

Más a largo plazo, la capacidad de importación de GNL está destinada a expandirse. Alemania ha encargado dos nuevas terminales de GNL, para Brunsbüttel y Stade, y Francia está considerando una terminal flotante en Le Havre. Sin embargo, todo esto llevará tiempo; las terminales alemanas están previstas para 2024 y 2026, mientras que el operador de la red francesa necesitará dos años para conectar la terminal flotante⁶.

Entonces, ¿quién suministrará más GNL? Estados Unidos es el candidato más obvio. A fin de cuentas, tiene una de las mayores reservas mundiales de gas natural, en 2020 fue el mayor productor del mundo (40% más que Rusia) y se espera que para finales de 2022 tenga la mayor capacidad de exportación de GNL del mundo, superando tanto a Australia como a Qatar. El 25 de marzo, el presidente Biden anunció que Estados Unidos incrementaría el suministro de gas a Europa en 50 bcm, pero para 2030. Estados Unidos ha prometido un mínimo de 15 bcm para este año.

Gráfico 4: Vínculos comerciales directos con Rusia/Ucrania

US natural gas production (gross withdrawal)



Fuente: Eurostat, Naciones Unidas, AXA IM Research, datos de 2020

A corto plazo, 15 bcm es una contribución significativa, pero también representa un marcado aumento de la producción estadounidense. La producción total de gas de Estados Unidos (extracción bruta) ha empezado a aumentar de nuevo, después de caer durante la pandemia (gráfico 4); recientemente, el esquisto ha permitido la producción adicional. Una extrapolación de la tendencia actual sugiere que la producción total de gas podría brindar cómodamente otros 15 bcm, si bien la preocupación por los problemas en la cadena de suministro, y la

⁴ «Statistical Review of World Energy 2021», BP, julio de 2021.

⁵ «Liquified natural gas», Eurostat, febrero de 2022.

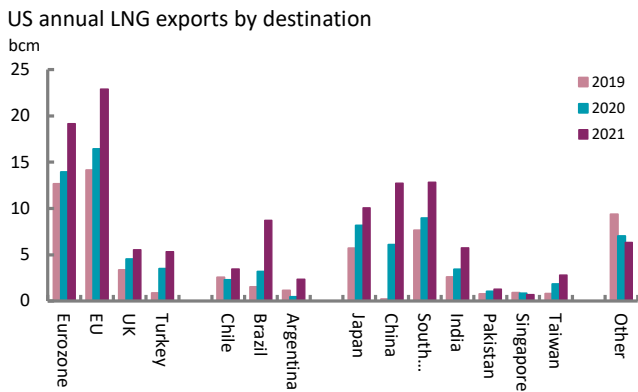
⁶ Planes de Francia para una terminal de regasificación de GNL flotante - GRTgaz - 9 de marzo de 2022

legislación laboral y climática han frenado la respuesta del sector a la subida de los precios.

Sin embargo, tener la capacidad de ofrecer 15 bcm más de exportaciones de GNL este año es diferente. Se prevé que la capacidad de exportación de GNL de Estados Unidos vuelva a aumentar este año, con una capacidad máxima que sugiere un incremento hasta alrededor de 140 bcm (desde alrededor de 100 bcm en 2021), si bien las plantas de GNL se han enfrentado a retrasos en la planificación y construcción en los últimos años. Además, esto supone que no hay limitaciones de tránsito incluida la capacidad de los gasoductos desde los yacimientos de esquisto hasta las terminales de GNL y los buques de GNL.

Si Estados Unidos tuviera dificultades para producir 15 bcm más para exportar, podría simplemente redirigir el suministro actual desde otros destinos. El gráfico 5 muestra las exportaciones recientes de GNL de Estados Unidos por destino. Sin embargo, una reducción del suministro de GNL a Asia, por ejemplo, para impulsar las entregas a Europa podría provocar básicamente que las economías asiáticas sufrieran escasez de gas. A su vez, esta situación podría obligar a otros participantes a recurrir a combustibles de mayores emisiones para generar electricidad. Este fue claramente el caso de China el año pasado, cuando la escasez de energía hizo aumentar su producción y su consumo de carbón a pesar del impacto que ello supondría para sus objetivos de reducción de las emisiones más a largo plazo.

Gráfico 5: Exportaciones de GNL de Estados Unidos



Fuente: AIE, AXA IM Research, abril de 2022

15 bcm adicionales de exportaciones procedentes de Estados Unidos seguiría siendo menos que la tercera parte de las necesidades totales de la UE para este año. Ni siquiera si Qatar y Australia fueran capaces de igualar esa cifra se cumplirían las esperanzas de la UE de 50 bcm este año. Sin embargo, estos exportadores también podrían tener dificultades en la producción, el transporte y la exportación de gas natural, lo cual podría provocar que redirigieran las exportaciones de gas y, a su vez, crearan escasez en otros lugares.

⁷ Informe sobre el mercado del gas, 2T-2022, abril de 2022

Irónicamente, el suministro de gas ruso podría aliviar esta presión. Antes de la guerra, el presidente de China, Xi Jinping, y el presidente ruso, Vladimir Putin, anunciaron diversos acuerdos económicos y energéticos, entre ellos, uno nuevo para aumentar el suministro de gas ruso a China en 10 bcm al año. Este es el último de una serie de acuerdos y llega después del alcanzado en 2014 que tuvo como resultado la construcción del gasoducto Power of Siberia, para suministrar 38 bcm a China para 2025. Rusia está construyendo la capacidad para que este gasoducto llegue a suministrar hasta 44 bcm. El nuevo acuerdo elevará el suministro ruso a China hasta 48 bcm.

En directo desde los mercados

Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE)⁷, las importaciones europeas de GNL ya han aumentado en 18 bcm durante el primer trimestre de 2022 y la agencia espera un incremento global de 25 bcm para todo el año. Europa captó tanto nuevos volúmenes como cuotas de



Rusia también ha estado tratando de conectar los campos de la península de Yamal, que actualmente suministran a Europa, a China a través de un gasoducto a través de Mongolia, que se estima en alrededor de 50 bcm⁸. No se ha alcanzado ningún acuerdo formal al respecto. Inicialmente, hubiera brindado a Rusia una posición negociadora más fuerte tanto con Europa como con China, pues el suministro desde esta provincia con abundancia de gas podría haberse dirigido a cualquiera de las dos. Si Europa acelera su reducción del gas ruso, China podría ahora obtener un acuerdo más favorable. Sin embargo, dado

⁸«Russia and China Expand Their Gas Deal: Key Implications», The Oxford Institute for Energy Studies, marzo de 2022.

que China cuenta con ambiciosos objetivos sobre reducción de las emisiones, es probable que su demanda de gas crezca rápidamente, si bien su suministro y sus precios a escala mundial serán menos atractivos.

Es poco probable que China sea el único comprador. Se conoce que la India está comprando petróleo y gas rusos con altos descuentos y también es posible que otras economías asiáticas tengan interés. Las sanciones desempeñarán un papel importante. Por ahora, no se sancionan las exportaciones de energía rusa. Sin embargo, los contratos a largo plazo requieren la seguridad de que así seguirá siendo. Los acontecimientos recientes demuestran el riesgo de que las acciones que pueda emprender Rusia en el futuro acarreen una ampliación de las sanciones. Además, la voluntad occidental de excluir la energía rusa de las sanciones ya se está desvaneciendo y más podría desvanecerse una vez que Occidente haya dejado de depender del suministro ruso. Por tanto, los diferentes países podrían correr el riesgo de que se impongan sanciones secundarias o de que se reduzca el suministro de energía si optan por desengancharse en el futuro, riesgo que probablemente se incluya implícitamente en el precio de cualquier contrato a largo plazo.

Más a largo plazo, hay mucho más margen para lograr una reorganización del suministro internacional de gas. El compromiso más a largo plazo de Estados Unidos con un aumento de 50 bcm a Europa parece factible para 2030. Durante ese tiempo, también es posible que Rusia haya contratado suministro adicional en otros lugares. En general, la producción de gas podría evolucionar como un gran carrusel: Rusia podría reducir las ventas a Occidente, pero incrementarlas a Oriente y Oriente podría reducir la demanda de GNL de Estados Unidos y Estados Unidos podría aumentar sus exportaciones a Europa. Puede que esta situación sugiera un aumento del suministro de gas, para satisfacer el incremento de la demanda y reducir la producción de energía más sucia en otras partes del mundo. Este extremo podría, en última instancia, dejar los niveles finales de consumo de gas en una situación similar a la anterior a la guerra. Sin embargo, se deben contemplar diversos obstáculos pragmáticos, por ejemplo, que se alcancen contratos de suministro a largo plazo, un aumento de la capacidad terminal de GNL y la construcción de nuevos gasoductos.

Así pues, más a largo plazo, resulta plausible reorganizar el suministro mundial de gas. Sin embargo, se crea la probabilidad de que se dé una fase de ajuste que podría durar fácilmente de tres a cinco años. Durante esta fase de ajuste, numerosas economías, no solo la economía europea, podrían enfrentarse a un menor suministro de gas y a un aumento de los costes de la energía. A su vez, esta coyuntura podría llevarlas a recurrir cada vez más a la generación de electricidad disponible inmediatamente, con emisiones más altas, incluso mientras se despliegan planes orientados a acelerar la inversión en energías limpias.

El impacto en las perspectivas de emisiones de GEI

Las repercusiones climáticas y el impacto en las emisiones debido a los posibles cambios en el suministro de energía primaria de la UE y la cesta energética están vinculados fundamentalmente al contenido de carbono de los combustibles. La combustión de carbón es inherentemente mucho más intensiva en carbono que la de gas natural, pero no todos los gases son iguales.

Las siguientes tablas recogen las intensidades de carbono relativas a la generación de electricidad y a la huella de carbono del gas natural por origen:

Gráfico 6: Intensidad de carbono en la generación de energía

gCO ₂ e / kWh	Emissions	Source
Coal	760	IPCC
Coal	1 014	US EIA
Lignite	1 010	Coaltrans
Coal	1 094	RWE
Natural Gas	370	IPCC
Natural Gas	414	US EIA
Natural Gas	424	RWE
Natural Gas	366	Iberdrola

Fuente: GIECC, AIE, Coaltrans, RWE, Iberdrola

Gráfico 7: Intensidad de carbono del gas natural canalizado y el GNL entregados a Francia, antes de la combustión

g CO ₂ e / kWh	Emissions	Type
Norway	9	Pipeline
Norway	23	LNG
Russia	40	LNG
Nigeria	52	LNG
Qatar	58	LNG
Russia	59	Pipeline
Algeria	66	Pipeline
Algeria	80	LNG
USA	85	LNG

Fuente: Carbone 4

El paso del gas al carbón es significativamente negativo para las emisiones de carbono. Las emisiones en la vida real de las centrales de carbón son más del doble que las de las centrales de gas. Producir 1 kWh con carbón en lugar de gas genera 0,67 kg de CO₂ de emisiones adicionales, según intensidades reales de RWE, empresa alemana de suministros. Si la producción con carbón de la UE aumenta en 188 TWh para sustituir el menor suministro de gas, las emisiones de CO₂ se incrementarían en 126 MT, lo que supondría un aumento del 3%-4% de las emisiones de gases de efecto invernadero de toda la UE.

Incluso aunque la UE lograra migrar otros 50 bcm de gas ruso a GNL alternativo, las emisiones de GEI también se verían

afectadas. El gas ruso se suministra a la UE a través de gasoductos. Aunque Gazprom no es la más eficiente en GEI en lo que respecta al transporte de gas a través de los gasoductos⁸, el gas canalizado suele ser menos intensivo en emisiones que el GNL. El estudio sobre estas cuestiones realizado en 2018 por la Agencia Internacional de la Energía (AIE)⁹ concluyó que la intensidad media del gas canalizado era de 95,5 kg de CO₂ equivalente por barril de petróleo equivalente, mientras que la media del GNL era de 118,3 kg. Esta diferencia se debe a la energía que se necesita para la licuefacción, el transporte y la regasificación del GNL. Por tanto, pasar de gas en tubería a GNL también tendría consecuencias negativas para el clima mundial, aunque las emisiones adicionales no se producirían en la UE, sino sobre todo en los lugares en que se produzca y se licue el gas.

Asimismo, hay grandes diferencias en la huella de carbono de los gases dependiendo de su origen. El diferenciador clave es el nivel de emisiones de metano, especialmente en las fases de producción y transporte. Esto es importante, pues el metano, el componente principal del gas natural, es un potente GEI con un impacto unas 80 veces mayor en comparación con el carbono. El gráfico 7 muestra esta variación, en gran medida reflejo de la calidad de las prácticas operativas, la distancia recorrida y las fugas de metano. Noruega es un conocido modelo de eficiencia, mientras que las operaciones rusas y estadounidenses son conocidas por filtrar grandes cantidades de metano^{11 10}. El gráfico 7 sugiere que el uso de GNL de Estados Unidos para sustituir parcialmente el gas ruso incrementaría las emisiones globales, incluso si estas se atribuyeran en Estados Unidos en lugar de la UE.

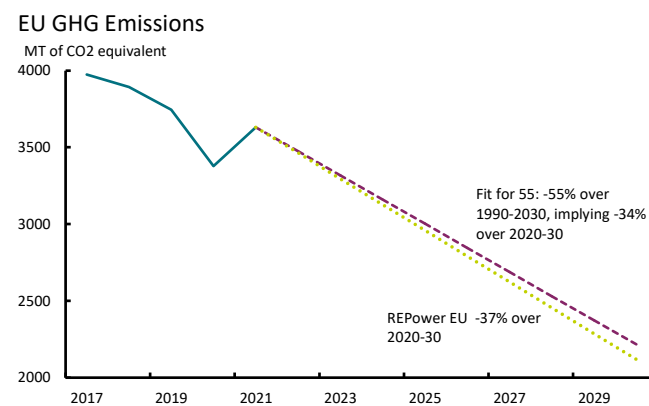
Dicho esto, deberíamos mantener la perspectiva. Según los datos disponibles, un viraje de gas a gas desde los oleoductos rusos hacia el GNL de Estados Unidos implica a un aumento de 26 g CO₂/kWh; un cambio de gas a carbón conllevaría un incremento de 670 g CO₂/kWh, es decir, 25 veces más. Aunque es importante contar con un suministro de gas lo más limpio posible, más importante es que la UE evite quemar más carbón.



⁹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-06-18/gazprom-admits-to-massive-methane-leaks>

¹⁰World_Energy_Outlook_2018.pdf" World Energy Outlook 2018

Gráfico 8: Evolución de los GEI de REPowerEU



Fuente: Comisión Europea, AXA IM Research, abril de 2022

El gráfico 8 aborda el plan REPowerEU y calcula la posible evolución de las emisiones de GEI —con respecto a la senda de referencia de Fit for 55—, teniendo en cuenta el viraje proyectado en el uso de energía y la cesta energética. Aunque la Comisión dice que REPowerEU “no modifica la ambición principal”, nosotros estimamos que se suma a una ambición ya exigente, pero de forma limitada, pues algunos sectores que son grandes emisores, como el transporte, no se ven afectados por esta nueva iniciativa. Sin embargo, cabe destacar la magnitud de la variación: las emisiones disminuyeron un 31% entre 1990 y 2020 y el objetivo actual es reducir las emisiones más que esa medida en una tercera parte de tiempo. Por último, en aras de la simplicidad, presentamos un ajuste lineal; sin embargo, es más probable una aceleración en la segunda mitad de la década.

La realidad pragmática de las ambiciones de la UE

La conclusión más importante es que, si bien es probable que las emisiones sean mayores en los próximos años a medida que la UE ajuste su cesta energética, es de esperar que caigan con fuerza en la segunda mitad de la década, según se acelere la inversión en generación de energías renovables, con un impacto previsto de 170 bcm para 2030. Así pues, un déficit de capacidad de generación de energías renovables llevaría a mayores emisiones de GEI, pues se quemarían más combustibles fósiles, o a más medidas de gestión de la demanda. A continuación, valoramos la viabilidad realista de esta aceleración del ritmo de la inversión.

Fit for 55 ya preveía desplegar 900 GW de capacidad de electricidad renovable, con 380 GW de energía eólica y 420 GW de energía solar y tener renovables creciendo hasta el 40% del consumo de energía primaria de la UE, el doble del nivel actual. El plan REPowerEU va más allá y se propone alcanzar un nivel del 45% y una capacidad adicional de 160 GW, sobre todo en energía solar, que ahora se espera que alcance casi 600 GW de

¹¹Eugene, O., «A climate change conundrum: Is there a sweet spot for natural gas in the energy transition?», AXA IM Research, septiembre de 2021.

capacidad. En la práctica, esto significa triplicar con creces la capacidad instalada para 2030 y unos niveles medios anuales de nuevas instalaciones de 53 GW en el caso de la energía eólica y más de 65 GW en el de la solar. Para dar una escala, la instalación global en 2021 de energía eólica y solar fue de 94 GW y 168 GW respectivamente.



Si nos fijamos en las perspectivas de la asociación de la industria^{12 11}, las instalaciones proyectadas relativas a energía eólica entre 2022 y 2026 son de 21 GW al año, mientras que, en el caso de la energía solar, se espera que el ritmo crezca de los 26 GW anuales de 2021 a 50 GW para 2025 y 80 GW para 2030. La industria solar parece estar en camino de alcanzar tanto el objetivo intermedio de 320 GW para 2025 como el objetivo de la UE para 2030. La energía eólica, en cambio, se está quedando considerablemente rezagada.

También se presenta el hidrógeno renovable (verde)¹³ como un medio para sustituir 25-50 bcm de gas ruso. El plan menciona hasta 5 millones de toneladas (MT) de producción regional y hasta 10 MT de importaciones. Aunque no se indica en los documentos de la UE, el plan parece consistir en introducir hidrógeno en la red de gas natural, mezclando hidrógeno y gas natural de modo que se necesite menos de este último, de manera similar al modo en que se mezclan etanol y gasolina para reducir los volúmenes de gasolina. Aunque se puede concebir quemar hidrógeno puro en lugar de gas natural en ciertas aplicaciones industriales, no es necesariamente práctico a corto plazo, pues los equipos se deben adaptar o cambiar. En términos más generales, sostenemos que las necesidades de electricidad para producir hidrógeno verde no lo convierten en el medio sustitutivo más eficiente de todos, salvo en algunas aplicaciones específicas. Sin embargo, también sostenemos que la ambición de la UE es elevada, pero es excesiva, y concluimos que es poco probable que se alcance.

==--

REPowerEU también prevé un mayor uso de biometano con el objetivo de incorporar 35 bcm para 2030, 3,5 bcm este año. Según la Asociación Europea de Biogás (EBA, por sus siglas en inglés), la producción de biogás y biometano¹⁴ en Europa (incluyendo el Reino Unido y Suiza) fue tan solo de 19 bcm en 2021 y el biometano representó cerca de 3 bcm. La EBA contabilizó 1.023 plantas de producción de biometano, lo que supone un aumento de casi 300 unidades durante 18 meses y anuncia un potencial de alcanzar 1.000 TWh de biogás y biometano o 95 bcm para 2050. En un estudio publicado en 2021, Engie va más allá y menciona un potencial de 1.700 TWh para el biometano, incluidos 462 TWh de cultivos energéticos intermedios si se desarrollan¹⁵

Por ende, el objetivo de la UE para 2030 de 35 bcm parece ambicioso pero alcanzable. Sin embargo, el objetivo de añadir 3,5 bcm solo en 2022, fundamentalmente duplicar con creces la capacidad actual de la UE, es mucho más complicado.



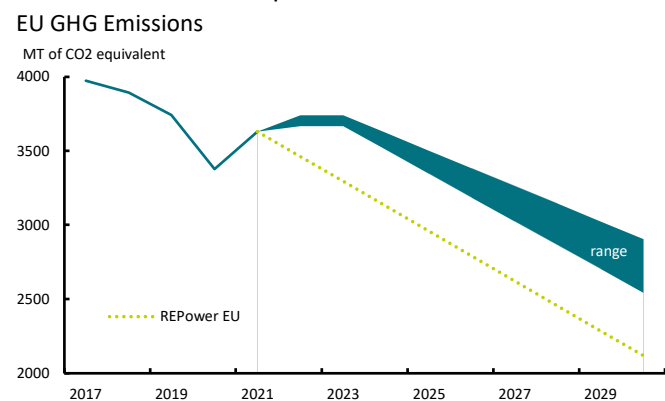
Por último, lograr esta ambiciosa transformación exigirá una mayor coordinación en toda la UE. El Acuerdo Verde de la UE es un paso en la dirección correcta, pero hay que hacer más para armonizar normas y prácticas. La invasión rusa de Ucrania está sirviendo de estímulo para coordinar mejor las acciones y la reciente actualización¹⁶ del plan REPowerEU demuestra una intención claramente más firme de cambiar el reglamento. En concreto, acogemos con satisfacción la prioridad otorgada a la aceleración de los permisos para la energía eólica y solar, y el impulso para declarar las energías renovables como "interés público superior". Las reglas comunes son un punto de partida, pero se necesitarán acciones de cada uno de los países para pasar de la retórica a la realidad, y es probable que haya choques entre la estrategia general de la UE y la política local. Solo faltan ocho años para 2030 y es necesario acelerar el ritmo,

¹² Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf" Windeurope-Wind-energy-in-Europe-2021-statistics.pdf

especialmente, en el caso de la energía eólica. Salvo que se dé luz verde a numerosos proyectos en los próximos tres a cuatro años, será demasiado tarde. En términos más generales, la UE debería colaborar con sus vecinos, entre ellos, el Reino Unido, Suiza y Noruega, para desarrollar normas europeas comunes. En particular, fue positivo ver que el gobierno británico, en su nueva estrategia energética presentada el 6 de abril de 2022, tiene como objetivo reducir el plazo de aprobación de la planificación para construir nuevos parques eólicos en alta mar, de cuatro años a solo uno.

Consideramos improbable que la UE pueda cumplir todas sus ambiciones de aceleración de la inversión en energías renovables; preocupa especialmente la generación eólica. Un déficit en la producción de energías renovables exigiría una mayor gestión de la demanda o que la electricidad se produjera por otros medios, quizá continuando el uso de combustibles fósiles. En un estudio publicado en 2020¹⁷ la Fundación Enel estimó que un aumento del 1% de las energías renovables en la cesta energética primaria implica una reducción de 77 MT de GEI si sustituye al carbón y de 32 MT si sustituye al gas natural. Según lo indicado, Fit for 55 y REPowerEU prevén un aumento de 25 puntos porcentuales para las energías renovables en esta década. Además, el posible aumento temporal del consumo de carbón para sustituir el suministro de gas ruso incrementaría las emisiones, algo que se contempla de forma muy clara en Alemania¹⁸. Por tanto, en el gráfico 9 mostramos una horquilla de previsiones de la que consideramos la evolución probable de las emisiones reales, en comparación con nuestra evaluación de lo que significaría el plan REPowerEU para las emisiones.

Gráfico 9: Es probable que las emisiones sigan siendo más altas durante más tiempo



Fuente: Comisión Europea, AXA IM Research, abril de 2022

Nuestras estimaciones sugieren que es poco probable que las emisiones de GEI disminuyan entre 2022 y 2023, impulsadas al alza por el rebote tras la pandemia y el regreso a la generación con carbón, al menos, en Alemania, en plena aceleración, aunque todavía demasiado lenta, del despliegue de energías renovables. Para los próximos años, esperamos una disminución de las emisiones, pero más lenta que la que desea la UE, en particular, dadas nuestras dudas acerca de la energía eólica.

Fundamentalmente, no consideramos que la gobernanza, la evolución visible del sector industrial y los flujos de inversión se ajusten todavía a la ambición de la UE, ni en el caso de Fit for 55, ni en el de REPowerEU. Sin embargo, los anuncios más recientes son positivos en el sentido de que se trata de cambiar las reglas, promover la cooperación y la innovación, y la financiación. Por ello, no nos sorprendería ver una aceleración en la segunda parte de la década.

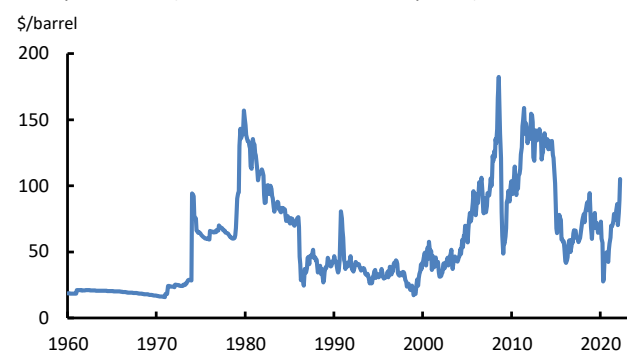
Las emisiones de la UE disminuyeron a una tasa de crecimiento anual compuesto (TCAC) del 1,2% entre 1990 y 2020. Con respecto a la década anterior, la TCAC fue del -2,3%, pero solo de un -1,5% si se elimina el desplome provocado por la COVID-19 en 2020. Fit for 55 supone una TCAC del -4,8% anual entre 2020 y 2030, con un aumento de las emisiones de más de un 7% en 2021, y estimamos que REPowerEU significaría una caída anual media más pronunciada del -5%. Creemos que la evolución probable se puede enmarcar en una horquilla de entre el -2,8% y el -4,5% anual, inferior a la ambición de la UE pero aún significativamente más rápido que durante los últimos 30 años. Reconocemos que existe una gran incertidumbre en torno a estas perspectivas y estaremos atentos a más anuncios en los próximos meses. También seguiremos de cerca los cambios en las normas de concesión de permisos, ya que consideramos que es el factor más importante para alcanzar el objetivo de la UE.

Lecciones de la década de 1970 y la adopción de tecnología

Más en general, podemos ver algunas similitudes obvias con las crisis del petróleo de la década de 1970. El gráfico 10 muestra los precios del petróleo en términos reales y el claro aumento de los precios asociado con las crisis que sufrió esta materia prima en 1973 y 1979. Los precios del petróleo en términos reales han superado los niveles registrados tras ambas crisis, aunque lo abrupto del cambio fue excepcional.

Gráfico 10: La década de 1970 cambió las percepciones sobre el petróleo

Real price of oil (Brent rebased Feb 2022 prices)



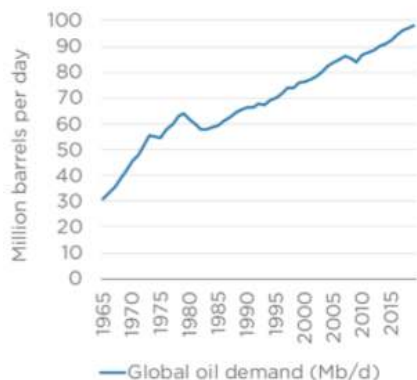
Fuente: Refinitiv, AXA IM Research, abril de 2022

Sin embargo, las crisis de los precios del petróleo de la década de 1970 cambiaron la actitud hacia el petróleo, que hasta

entonces había sido una fuente de combustible fiable, barata y no volátil. El gráfico 11 muestra que, tras un breve periodo en que cayó el consumo real de petróleo, los elevados niveles de precios no frenaron el aumento de su demanda (aunque lo hizo a un ritmo notablemente menor).

Gráfico 11: La demanda siguió aumentando

b. Global oil demand

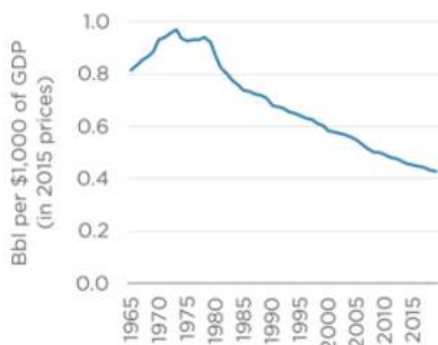


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021, AXA IM Research, abril de 2022

Sin embargo, el gráfico 12 ilustra que, desde ese momento, la intensidad del consumo de petróleo siguió disminuyendo. Esta evolución resulta aún más llamativa dado el uso relativamente complejo del petróleo, que como el gas natural suponía un combustible para calefacción y electricidad, pero que también formaba parte integral del combustible para el transporte y de los plásticos.

Gráfico 12: La intensidad del uso de petróleo no ha dejado de disminuir

a. Global oil intensity, 1965-2019



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021, AXA IM Research, abril de 2022

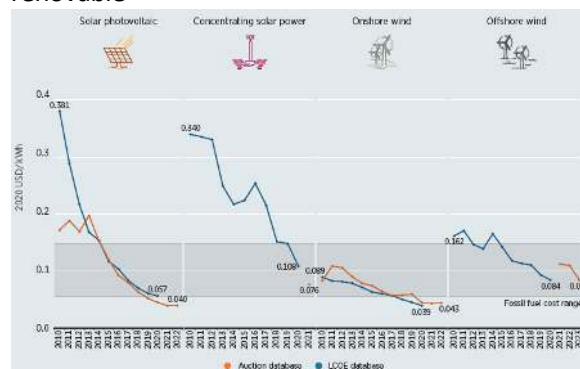
Es ciertamente posible que la crisis actual proporcione un hito similar para los mercados de gas natural. Es probable que los objetivos de reducción de las emisiones en todo el mundo mantengan el aumento de la demanda de gas, como

combustible de transición desde los que generan elevadas emisiones, antes de que la producción a partir de combustibles no fósiles pueda eliminar esta necesidad por completo. Puede que ello incluso signifique que la intensidad del consumo de gas continúe aumentando. Sin embargo, el alza de los precios del gas, su volatilidad y la renovada preocupación por la seguridad del suministro probablemente acelerarán aún más la transición hacia tecnologías renovables.

Más tecnologías renovables se vuelven competitivas

Más en general, podemos ver algunas similitudes obvias con la crisis del petróleo de la década de 1970. Numerosos estudios han demostrado que las fuentes renovables de electricidad se han tornado extremadamente competitivas y ya no necesitan subvenciones. La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) publica con regularidad un análisis de costes (Gráfico 13)¹⁹

Gráfico 13: Coste normalizado de la electricidad renovable



Fuente: IRENA

Existen diferencias regionales, dependiendo de las condiciones locales y el desarrollo de las cadenas de valor locales, pero las energías renovables deberían convertirse en la opción por defecto antes de las tecnologías basadas en combustibles fósiles. La competitividad de las energías renovables aumenta aún más si se incluye un coste del carbono. Además, la actual crisis energética en Europa no hace sino reforzar esta conclusión.

Sin embargo, no basta con atender a los costes de producción de las energías renovables. El viento y el sol son fuentes de electricidad intrínsecamente intermitentes, mientras que la energía nuclear proporciona niveles constantes de producción y la generación con carbón y gas produce energía a demanda. A medida que las energías renovables ganan cuota de mercado, las redes eléctricas comienzan a funcionar de manera diferente, lo que exige modificaciones. Por tanto, también hay que tener en cuenta los costes adicionales del sistema además de los costes marginales de generación.

Numerosos estudios han abordado esta cuestión²⁰ y han concluido que en algún momento el aumento de la energía renovable exigirá más inversiones en la red, concretamente en interconexión y almacenamiento. Los costes del sistema son menores en los sistemas flexibles, donde la red eléctrica está bien mantenida, existen numerosos nodos y hay amortiguadores para gestionar los vaivenes de la oferta. La electricidad producida mediante combustibles fósiles no incurre en esos costes adicionales, pero debe soportar un coste adicional de carbono que las energías renovables evitan. Así pues, para llevar a cabo una comparación justa se deberían cotejar los costes adicionales del sistema en el caso de las energías renovables y los costes del carbono en el caso de las centrales de combustibles fósiles por kWh. Además, las energías eólica y solar proporcionan una ventaja adicional de independencia energética, si bien resulta complicado ponerle un precio.

Más a largo plazo, también nos plantearíamos otras tecnologías de descarbonización, como la electrolisis del agua o las bombas de calor, dada la probabilidad de que salgan beneficiadas de la

crisis a medida que mejore su coste relativo. De forma más general, la crisis de los precios, junto con la conmoción política que ha supuesto la guerra en Ucrania, probablemente cree oportunidades y nuevas condiciones en que la innovación pueda prosperar. Hay otras tecnologías y soluciones que existen desde hace mucho tiempo que podrían finalmente encontrar su lugar, por ejemplo, el hidrógeno verde y las tecnologías de captura y almacenamiento de carbono. Otras tecnologías, que se encuentran en sus primeras etapas de desarrollo, también pueden verse impulsadas por los recientes acontecimientos y erigirse en competidoras.

La actual crisis de Ucrania todavía puede alimentar el instinto animal de la descarbonización y la UE debería tratar de impulsarlo.

DISCLAIMER

Este documento tiene fines informativos y su contenido no constituye asesoramiento financiero sobre instrumentos financieros de conformidad con la MiFID (Directiva 2014/65 / UE), recomendación, oferta o solicitud para comprar o vender instrumentos financieros o participación en estrategias comerciales por AXA Investment Managers Paris, S.A. o sus filiales.

Las opiniones, estimaciones y previsiones aquí incluidas son el resultado de análisis subjetivos y pueden ser modificados sin previo aviso. No hay garantía de que los pronósticos se materialicen.

La información sobre terceros se proporciona únicamente con fines informativos. Los datos, análisis, previsiones y demás información contenida en este documento se proporcionan sobre la base de la información que conocemos en el momento de su elaboración. Aunque se han tomado todas las precauciones posibles, no se ofrece ninguna garantía (ni AXA Investment Managers Paris, S.A. asume ninguna responsabilidad) en cuanto a la precisión, la fiabilidad presente y futura o la integridad de la información contenida en este documento. La decisión de confiar en la información presentada aquí queda a discreción del destinatario. Antes de invertir, es una buena práctica ponerse en contacto con su asesor de confianza para identificar las soluciones más adecuadas a sus necesidades de inversión. La inversión en cualquier fondo gestionado o distribuido por AXA Investment Managers Paris, S.A. o sus empresas filiales se acepta únicamente si proviene de inversores que cumplan con los requisitos de conformidad con el folleto y documentación legal relacionada.

Usted asume el riesgo de la utilización de la información incluida en este documento/ material audiovisual. La información incluida en este documento/ material audiovisual se pone a disposición exclusiva del destinatario para su uso interno, quedando terminantemente prohibida cualquier distribución o reproducción, parcial o completa por cualquier medio de este material sin el consentimiento previo por escrito de AXA Investment Managers Paris, S.A.

La información aquí contenida está dirigida únicamente a clientes profesionales tal como se establece en los artículos 205 y 207 del texto refundido de la Ley del Mercado de Valores que se aprueba por el Real Decreto Legislativo 4/2015, de 23 de octubre.

Queda prohibida cualquier reproducción, total o parcial, de la información contenida en este documento.

Por AXA Investment Managers Paris, S.A., sociedad de derecho francés con domicilio social en Tour Majunga, 6 place de la Pyramide, 92800 Puteaux, inscrita en el Registro Mercantil de Nanterre con el número 393 051 826. En otras jurisdicciones, el documento es publicado por sociedades filiales y/ o sucursales de AXA Investment Managers Paris, S.A. en sus respectivos países.