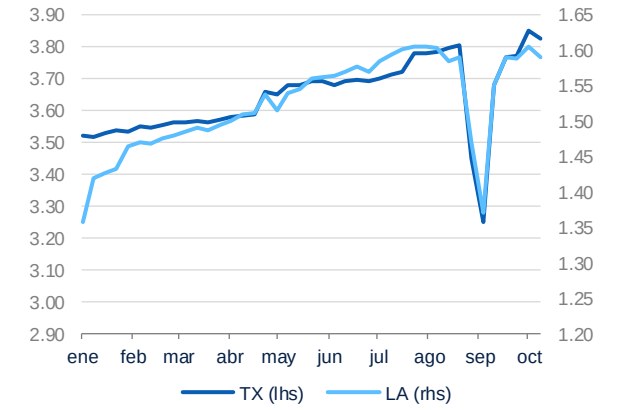
4. El huracán Harvey y el sector del petróleo y el gas

Han pasado más de dos meses desde que el huracán Harvey causó estragos en Texas y Luisiana, y el sector del petróleo y el gas parece haberse recuperado casi por completo. La información disponible brinda una visión general de la reacción del sector ante una de las tormentas más devastadoras registradas en Estados Unidos, así como sus consecuencias e implicaciones para el futuro de los mercados energéticos.

Comenzando con la producción, Harvey obligó a varias plataformas en la costa estadounidense del Golfo a evacuar a su personal y cerrar la producción. En el pico de la tormenta, cerca del 15% de las plataformas de producción fueron evacuadas y se cerró el 25% de la producción de petróleo y gas (equivalente a 428.568 b/d y 835 bcf/d), según datos de la Oficina de Seguridad y Medio Ambiente Aplicación de la ley (BSEE).

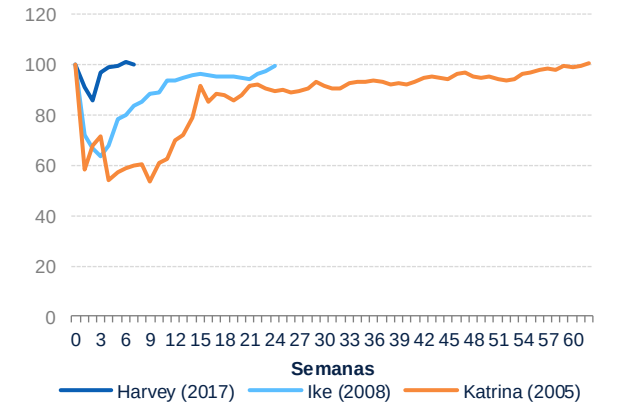
La producción en tierra también se vio afectada. Los operadores en la región de Eagle Ford redujeron las actividades de perforación, terminación y producción a medida que la tormenta azotaba el área. Sin embargo, la mayoría de los cierres se hicieron por precaución o en respuesta a fallos en la refinaría y el transporte en lugar de por daños reales en los pozos. No se sabe con certeza cuánta producción de esquisto se cerró porque ninguna agencia gubernamental registró las medidas adoptadas por los operadores (como fue el caso del BSEE y las plataformas marinas), y las empresas no siempre revelan esa información. Sin embargo, un día después de que Harvey tocara tierra, la Comisión de Ferrocarriles de Texas calculó que se habían cerrado entre 300 000 y 500 000 b/d de petróleo crudo y 3 bcf/d de producción de gas natural en Eagle Ford de una estimación de producción previa a la tormenta de 870 000 b/d y 6 bcf/d. A medida que hay más datos de producción de petróleo crudo disponibles, nuestras estimaciones apuntan a una cifra menor de aproximadamente 250.000 b/d.

Gráfica 4.1 Producción estimada de petróleo crudo en EE. UU. en 2017 (millones de b/d)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 4.2 Producción estimada de petróleo crudo después de los huracanes (índice, t_0 = 100)



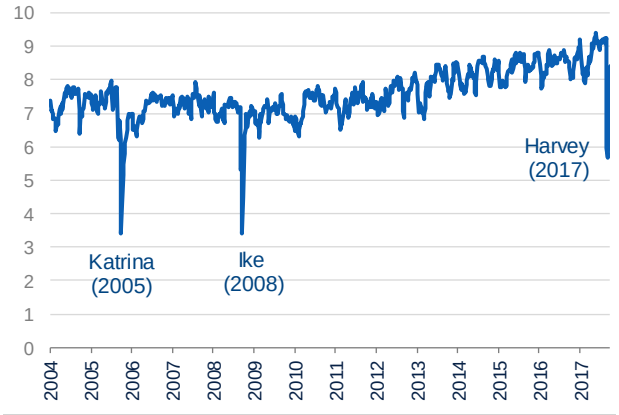
Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Una vez que la supertormenta se disipó, la producción total de crudo en Luisiana y Texas tardó aproximadamente cuatro semanas en volver a los niveles combinados previos a la tormenta de 5,4 millones de b/d. En cambio, la producción tardó alrededor de 22 y 62 semanas en regresar a los niveles previos a la tormenta después del huracán Ike (2008) y del huracán Katrina (2005), respectivamente.

Una explicación para la rápida normalización de la producción es que, desde la revolución del esquisto, la mayor parte de la extracción de petróleo y gas se ha trasladado tierra adentro, donde los pozos y las plataformas son menos vulnerables a los huracanes y las tormentas tropicales. En la actualidad, solo el 19% del petróleo crudo se produce *offshore* frente a la cifra de 2005, cuando esta participación fue del 26%. Otra explicación es que el rápido debilitamiento del huracán evitó que sus vientos devastadores dañaran gravemente las instalaciones de producción. En cualquier caso, el sector *upstream* parece haber resistido la tormenta sin daños significativos.

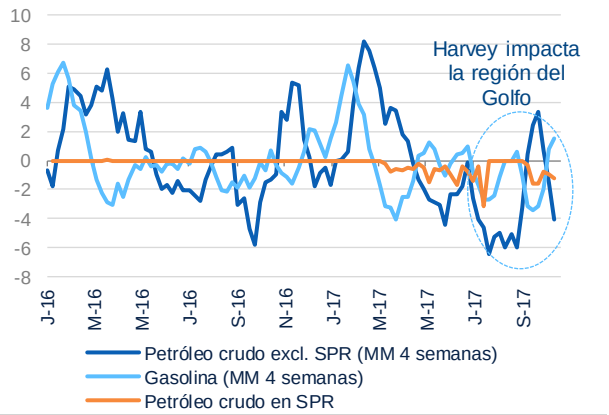
Este no fue el caso de las refinerías que experimentaron daños sustanciales por las inundaciones. Según el Departamento de Energía, cerca del 34% (3 268 449 b/d) de la capacidad de refinación en la Costa del Golfo (18% del total de EE. UU.) se cerró durante la peor parte de la tormenta. Esto incluyó seis refinerías en el área de Corpus Christi, siete refinerías en el área de Houston-Galveston y una refinería en el área de Beaumont-Port Arthur. Además, una refinería más en el área de Houston-Galveston, dos refinerías en el área de Beaumont-Port Arthur y dos refinerías en el área de Lake Charles tuvieron que operar a ritmos reducidos. Estas refinerías tenían una capacidad de 1 777 276 b/d, equivalente al 18,3% de la capacidad total en la Costa del Golfo y al 9,6% de la capacidad total en los EE. UU. Algunos de los complejos de refinería más grandes del país se cerraron temporalmente. La aportación del petróleo crudo a las refinerías, un factor de la demanda de refinación, disminuyó en 3,6 millones de barriles por día en las dos semanas posteriores a la tormenta o el 35% por debajo de los niveles previos a la tormenta. Al contrario de lo que sucedió con la producción, la aportación a las refinerías no se ha recuperado por completo. En la semana del 13 de octubre, todavía estaba un 14% por debajo de los niveles previos a la tormenta. Los datos de la Administración de Información Energética muestran que la utilización de la capacidad ha subido del 60,7% al 83,7%, pero todavía por debajo del 97% registrado a principios de agosto. No obstante, las pérdidas parecen haber sido menores que las posteriores al huracán Katrina, cuando la aportación a las refinerías disminuyó cerca de 4,3 millones de b/d (55% de los niveles previos a la tormenta). De hecho, siete semanas después de Katrina, las aportaciones a las refinerías aún estaban un 33% por debajo de los niveles observados antes de la tormenta. En la actualidad, la mayoría de las refinerías están operando a ritmos completos o reducidos, en contraste con algunas refinerías durante el huracán Katrina, que tardaron meses en reiniciarse.

Gráfica 4.3 Aportación del petróleo crudo a las refinerías en la región de la Costa del Golfo (millones de b/d)



Fuente: BBVA Research y Administración Federal de Información de Energía

Gráfica 4.4 Existencias de EEUU de crudo y gasolina (Cambio de 1 semana, eop, millones de barriles)

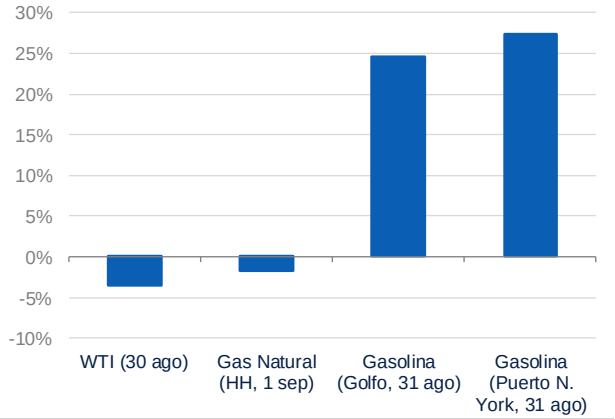


Fuente: BBVA Research y Administración Federal de Información de Energía

Las interrupciones en las refinerías obligaron a los productores a almacenar crudo por un tiempo, lo que impulsó los inventarios. Las existencias de crudo excluyendo las reservas estratégicas rompieron temporalmente una tendencia a la baja y aumentaron en 15 262 millones de barriles en las tres semanas posteriores a la tormenta, causando una disminución del 3,5% en el precio del crudo WTI y ampliando la brecha entre este y el barril de Brent. Aunque el crudo WTI tardó aproximadamente cuatro días en volver a los niveles previos a la tormenta, el diferencial WTI-Brent siguió expandiéndose, reflejando el impacto de la capacidad de refinación por debajo de lo normal y otros factores internos como la producción robusta y las existencias históricamente altas que compensaron parcialmente el efecto positivo de una demanda mundial sólida y los recortes de la OPEP. Por el contrario, los precios del gas natural fueron los menos afectados por Harvey ya que la producción está más diversificada a nivel regional y es menos vulnerable a los cortes de producción en las refinerías.

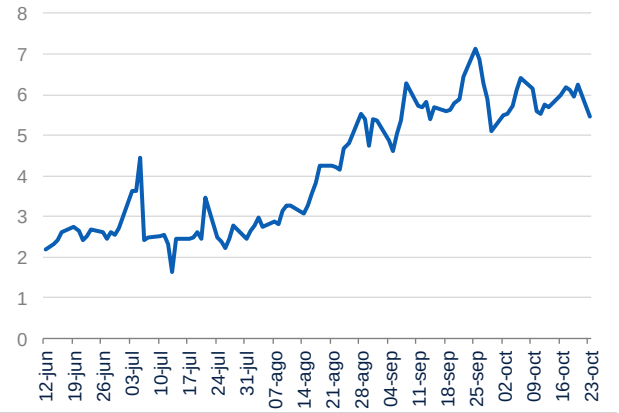
Los precios de los productos refinados experimentaron un impulso significativo después de Harvey. En particular, los precios de la gasolina en la Costa del Golfo subieron casi un 16%. La subida de los precios en las gasolinas también se sintió en otras partes de Estados Unidos, particularmente en el sur y el este. Esto se debe a que la parte de Texas del sistema Colonial Pipeline de 8850 km que conecta las refinerías y los consumidores entre la costa del Golfo y el área del puerto de Nueva York también se vio afectada. Hasta el 5 de septiembre, cuando finalmente se reparó y se reinició la línea que va de Houston a Lake Charles , diversos productos como la gasolina, el combustible para calefacción y el combustible para aviones no pudieron llegar a sus mercados con normalidad, lo que provocó un aumento generalizado de los precios. A fin de estabilizar el mercado, el gobierno federal autorizó la liberación de 1 millón de barriles de petróleo crudo (400 000 barriles de crudo dulce y 600 000 barriles de crudo agrio) de las reservas estratégicas y los envió a la refinería Phillips 66 en Lake Charles (Los Ángeles). Además, el hecho de que Harvey llegó al final de la temporada de vacaciones, que las existencias de gasolina se mantuvieron en niveles altos, y que algunas regulaciones sobre la calidad del combustible se suspendieron temporalmente podría haber ayudado a prevenir un aumento más pronunciado en los precios del combustible. A medida que las refinerías gradualmente vuelven a la normalidad, los precios de la gasolina se han ralentizado, pero se mantienen ligeramente por encima de los niveles anteriores a la tormenta.

Gráfica 4.5 Precios de la energía
(% de cambio del 25 de agosto al más alto/más bajo)



Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Gráfica 4.6 Diferencial de precios de Brent-WTI
(USD)

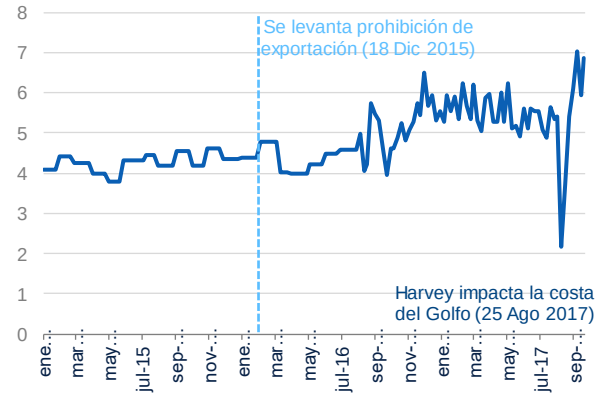


Fuente: BBVA Research y Haver Analytics

Harvey también causó daños significativos a la infraestructura portuaria. Las inundaciones vertieron varias toneladas de limo y arena en el canal de navegación de Houston y en toda la bahía de Galveston, y el paso Sabine que da acceso al puerto de

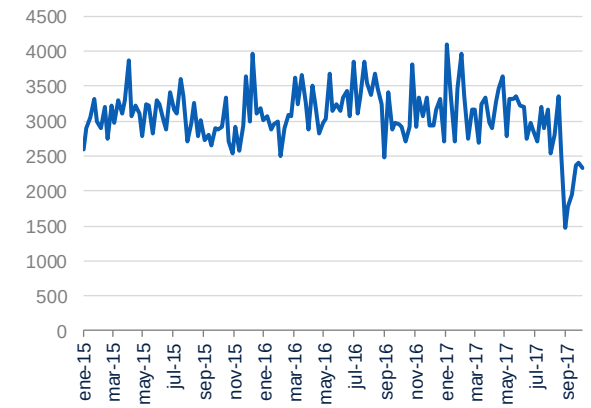
Beaumont y Port Arthur. Esto y los esfuerzos de dragado posteriores han impedido que la carga se mueva con normalidad incluso después de que se volvieran a abrir los puertos. Las deficiencias en la infraestructura portuaria junto con las interrupciones en las refinerías se tradujeron en un fuerte descenso en las importaciones de petróleo crudo, que cayeron un 56% en las dos semanas desde el 18 de agosto y hasta la fecha no se han recuperado a los niveles anteriores a la tormenta. Del mismo modo, las exportaciones cayeron en picado un 83% en la semana de la tormenta; sin embargo, se recuperaron rápidamente y con fuerza a medida que los cortes de refinación y las oportunidades de arbitraje de la creciente brecha Brent-WTI llevaron a los productores a vender más crudo en el exterior. En la semana del 29 de septiembre, los envíos de petróleo crudo subieron en 1,98 millones de b/d, el nivel más alto desde el inicio de los datos de exportaciones semanales del gobierno (1993). Esto no sería posible sin la derogación de la prohibición de exportación en 2015, que permitía que las exportaciones sirvieran como una válvula de escape efectiva en respuesta a las interrupciones en las refinerías. Las exportaciones de productos refinados también cayeron bruscamente, pero se recuperaron unas semanas después alcanzando los 4,8 millones de barriles por día en la semana del 13 de octubre, el nivel más alto desde mayo.

Gráfica 4.7 Exportaciones totales de petróleo crudo de los Estados Unidos (millones de b/d)



Fuente: BBVA Research y Administración Federal de Información de Energía

Gráfica 4.8 Importaciones de petróleo crudo de la Costa del Golfo excluyendo SPR (miles de b/d)



Fuente: BBVA Research y Administración Federal de Información de Energía

A pesar de la magnitud sin precedentes del huracán Harvey, los daños causados a la infraestructura de petróleo y gas demostraron ser manejables y de corta duración. Este fue el resultado de aprender de experiencias pasadas, específicamente los huracanes Katrina e Ike, y de un cambio fundamental en la estructura del mercado que se caracteriza por la creciente relevancia de la producción en tierra y la posibilidad de vender petróleo crudo fuera del país. La disminución relativamente modesta de los precios del petróleo, que contrasta con el fuerte aumento de los precios de la gasolina, confirma que la tormenta no fue tan perjudicial para la producción como lo fue para la refinación, que no estaba preparada para la excesiva cantidad de agua traída por Harvey.

En este sentido, Harvey ha revelado un nuevo tipo de riesgo procedente de inundaciones más frecuentes y severas, y las consiguientes interrupciones en la capacidad de refinación y transporte. La comunidad científica ha señalado que las próximas supertormentas podrían ser más frecuentes y tan fuertes o incluso más fuertes que Harvey debido al calentamiento del Golfo de México. Como resultado, es necesario realizar importantes inversiones para mejorar la capacidad de recuperación de toda la cadena de valor. Sin embargo, los recursos son limitados, y no está claro cuál sería la mejor opción. ¿Debería construirse más

capacidad de refinería y oleoductos para evitar interrupciones en los mercados nacionales? Si es así, ¿deberían construirse fuera de la costa del Golfo? ¿Compensaría un sistema de refinerías más fragmentado los riesgos del sistema más concentrado que tenemos hoy? A medida que la industria presenta una solución óptima, el huracán Harvey también ha puesto de manifiesto la necesidad de preservar y utilizar las reservas estratégicas, no necesariamente como un amortiguador de riesgos geopolíticos, que era su objetivo cuando se crearon, sino como una herramienta para manejar turbulencias en la oferta derivadas del cambio climático. Finalmente, a medida que la industria de petróleo y gas de Estados Unidos aumenta su participación en los mercados mundiales a través de las exportaciones de petróleo crudo y GNL, la vulnerabilidad de la infraestructura de la Costa del Golfo ante futuros desastres naturales probablemente tendrá un impacto en los mercados internacionales. Esto implicaría que, sin las preparaciones apropiadas, los efectos del próximo Harvey se sentirán a nivel mundial.

BBVA | Research

AVISO LEGAL

Este documento, así como los datos, opiniones, previsiones y recomendaciones contenidas en el mismo han sido elaborados por Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. (en adelante "BBVA") con la finalidad de proporcionar a sus clientes información general a la fecha de publicación del informe y están sujetas a cambio sin previo aviso. BBVA no asume compromiso alguno de comunicar dichos cambios ni de actualizar el contenido del presente documento.

Ni el presente documento, ni su contenido, constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra o suscripción de valores o de otros instrumentos o de realización o cancelación de inversiones, ni pueden servir de base para ningún contrato, compromiso o decisión de ningún tipo.

El inversor que tenga acceso al presente documento debe ser consciente de que los valores, instrumentos o inversiones a que el mismo se refiere pueden no ser adecuados para sus objetivos específicos de inversión, su posición financiera o su perfil de riesgo ya que no han sido tomados en consideración para la elaboración del presente informe. Por lo tanto, debe tomar sus propias decisiones de inversión teniendo en cuenta dichas circunstancias y procurándose el asesoramiento específico y especializado que pueda ser necesario. El contenido del presente documento se basa en informaciones que se estiman disponibles para el público, obtenidas de fuentes que se consideran fiables, pero dichas informaciones no han sido objeto de verificación independiente por BBVA, por lo que no se ofrece ninguna garantía, expresa ni implícita, en cuanto a su precisión, integridad o corrección. BBVA no asume responsabilidad alguna por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera resultar del uso de este documento o de su contenido. El inversor debe tener en cuenta que la evolución pasada de los valores o instrumentos o los resultados históricos de las inversiones no garantizan la evolución o resultados futuros.

El precio de los valores o instrumentos o los resultados de las inversiones pueden fluctuar en contra del interés del inversor e incluso suponerle la pérdida de la inversión inicial. Las transacciones en futuros, opciones y valores o instrumentos de alta rentabilidad (high-yield securities) pueden implicar grandes riesgos y no son adecuados para todos los inversores. De hecho, en ciertas inversiones, las pérdidas pueden ser superiores a la inversión inicial, siendo necesario en estos casos hacer aportaciones adicionales para cubrir la totalidad de dichas pérdidas. Por ello, con carácter previo a realizar transacciones en estos instrumentos, los inversores deben ser conscientes de su funcionamiento, de los derechos, obligaciones y riesgos que incorporan, así como los propios de los valores subyacentes a los mismos. Deben ser igualmente conscientes de que podría no existir mercado secundario para dichos instrumentos o ser, en cualquier caso, limitado.

BBVA o cualquier otra entidad filial, así como sus respectivos directores o empleados, pueden tener una posición en cualquiera de los valores o instrumentos a los que se refiere el presente documento, directa o indirectamente, o en cualesquiera otros relacionados con los mismos; pueden negociar con dichos valores o instrumentos, por cuenta propia o ajena, proporcionar servicios de asesoramiento u otros servicios al emisor de dichos valores o instrumentos, a empresas relacionadas con los mismos o a sus accionistas, directivos o empleados y pueden tener intereses o llevar a cabo cualesquiera transacciones en dichos valores o instrumentos o inversiones relacionadas con los mismos, con carácter previo o posterior a la publicación del presente informe, en la medida permitida por la ley aplicable.

Los empleados de los departamentos de ventas u otros departamentos de BBVA o de sus filiales pueden proporcionar comentarios de mercado, verbalmente o por escrito, o estrategias de inversión a los clientes que reflejen opiniones contrarias a las expresadas en el presente documento; Asimismo, BBVA o cualquier otra entidad filial puede adoptar decisiones de inversión por cuenta propia que sean contradictorias con las recomendaciones contenidas en el presente documento. Se prohíbe (i) copiar, fotocopiar o duplicar de cualquier otra manera o medio, (ii) redistribuir o (iii) citar total o parcialmente el presente documento sin la previa autorización por escrito de BBVA. Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, distribuirse o transmitirse a aquellos países (o personas o entidades de los mismos) en los que su distribución pudiera estar prohibida por la normativa aplicable. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de la jurisdicción pertinente.

En el Reino Unido, este documento se dirige únicamente a personas que (i) tienen experiencia profesional en asuntos relacionados con las inversiones contempladas en el artículo 19(5) de la ley de servicios y mercados financieros de 2000 (promoción financiera), orden 2005 (en su versión enmendada, la “orden de promoción financiera”), (ii) están sujetas a lo dispuesto en el artículo 49(2) (a) a (d) (“empresas de alto patrimonio, asociaciones de hecho, etc.") de la orden de promoción financiera, o (iii) son personas a quienes se les puede comunicar legalmente una invitación o propuesta para participar en actividades de inversión (según el significado del artículo 21 de la Ley de Servicios y Mercados Financieros de 2000). Todas esas personas en conjunto se denominarán “personas relevantes”. Este documento se dirige únicamente a las personas relevantes, y no deben basarse en él ni obrar según el mismo las personas que no lo sean. Todas las inversiones o actividades de inversión a las que hace referencia este documento solo están disponibles para las personas relevantes y se realizarán únicamente con personas relevantes. El sistema retributivo del/los analista/s autor/es del presente informe se basa en una multiplicidad de criterios entre los cuales figuran los ingresos obtenidos en el ejercicio económico por BBVA e, indirectamente, los resultados del Grupo BBVA, incluyendo los generados por la actividad de banca de inversiones, aunque éstos no reciben compensación basada en los ingresos de ninguna transacción específica de banca de inversiones.

BBVA no es miembro de FINRA y no está sujeto a las normas de revelación previstas para sus miembros.

“BBVA está sujeto al Código de conducta de BBVA para operaciones del mercado de valores que, entre otras normativas, incluye reglas para impedir y evitar el conflicto de intereses con las calificaciones ofrecidas, incluyendo el uso de barreras de información. El Código de conducta del Grupo BBVA para las operaciones del mercado de valores se encuentra disponible en la siguiente dirección Web: www.bbva.com / Corporate Governance”.

BBVA, S.A. es un banco, supervisado por el Banco de España y por la Comisión Nacional del Mercado de Valores, e inscrito en el registro del Banco de España con el número 0182.

BBVA | Research

Este informe ha sido elaborado por la unidad de Estados Unidos

Economista Jefe de Estados Unidos
Nathaniel Karp
nathaniel.karp@bbva.com
+1 713 881 0663

Filip Blazheski
filip.blazheski@bbva.com

Shushanik Papanyan
shushanik.papanyan@bbva.com

Kan Chen
kan.chen@bbva.com

Boyd Nash-Stacey
boyd.stacey@bbva.com

Marcial Nava
marcial.nava@bbva.com

BBVA Research

Economista Jefe Grupo BBVA
Jorge Sicilia Serrano

Estados Unidos
Nathaniel Karp
Nathaniel.Karp@bbva.com

España y Portugal
Miguel Cardoso
miguel.cardoso@bbva.com

México
Carlos Serrano
carlos.serranoh@bbva.com

Oriente Medio, Asia y Geopolítica
Álvaro Ortiz
alvaro.ortiz@bbva.com

Turquía
Álvaro Ortiz
alvaro.ortiz@bbva.com

China
Le Xia
le.xia@bbva.com

América del Sur
Juan Manuel Ruiz
juan.ruiz@bbva.com

Argentina
Gloria Sorensen
gsorensen@bbva.com

Chile
Jorge Selaive
jselaive@bbva.com

Colombia
Juana Téllez
juana.tellez@bbva.com

Perú
Hugo Perea
hperea@bbva.com

Venezuela
Julio Pineda
juliocesar.pineda@bbva.com

Análisis Macroeconómico
Rafael Doménech
r.domenech@bbva.com

Escenarios Económicos Globales
Miguel Jiménez
mjimenezg@bbva.com

Mercados Financieros Globales
Sonsoles Castillo
s.castillo@bbva.com

Modelización y Análisis de Largo Plazo Global
Julián Cubero
juan.cubero@bbva.com

Innovación y Procesos
Oscar de las Peñas
oscar.delaspenas@bbva.com

Sistemas Financieros y Regulación
Santiago Fernández de Lis
sfernandezdelis@bbva.com

Coordinación entre Países
Olga Cerqueira
olga.gouveia@bbva.com

Regulación Digital
Álvaro Martín
alvaro.martin@bbva.com

Regulación
María Abascal
maria.abascal@bbva.com

Sistemas Financieros
Ana Rubio
arubiog@bbva.com

Inclusión Financiera
David Tuesta
david.tuesta@bbva.com

DATOS DE CONTACTO:
BBVA Research USA
2200 Post Oak Blvd.
Houston, TX 77025
Estados Unidos

Correo electrónico: bbvaresearch_usa@bbva.com
www.bbvaresearch.com
www.bbvacompass.com/compass/research/
twitter.com/BBVAResearchUSA
bbvaresearchusa.podbean.com