

Observatorio Económico

Perú

Lima, 27 de junio de 2012
Análisis Económico

Perú

Daniel Barco
Economista Principal
daniel.barco@bbva.com

Sector eléctrico peruano

¿Riesgos de corto plazo?

- **Entre 2012 y 2016 se añadirán 3,500 MW de potencial al sistema eléctrico peruano**

Esta nueva potencia será suficiente para cubrir la demanda adicional por 2,000 MW que estimamos hasta esa fecha.

- **Dado que el 75% de esta nueva oferta estará disponible desde 2014, podría enfrentarse un déficit en el corto plazo**

Bajo condiciones hídricas adversas, el margen de reserva no alcanzaría para cubrir las pérdidas del sistema y para enfrentar la indisponibilidad fortuita de las unidades de generación.

- **La deficiencia de la infraestructura de transmisión eléctrica es otro obstáculo en el corto plazo**

En la actualidad, la transmisión al norte y sur del país se encuentra congestionada durante las horas punta, lo que se irá corrigiendo con las nuevas instalaciones que operarán desde este año.

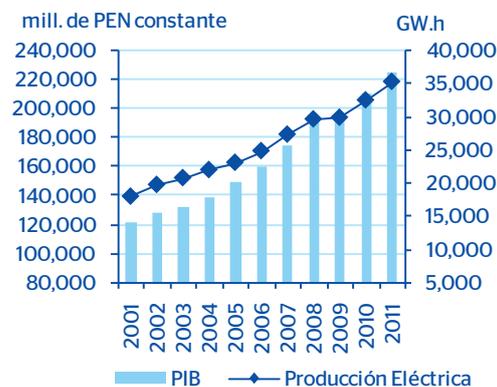
- **Podría explorarse un uso más activo de los precios con el objetivo de mejorar la distribución horaria de la demanda e incentivar la inversión**

Una mayor diferencia entre los precios en horas de alta y baja demanda puede incentivar un uso más eficiente de la energía y atraer la oferta para cubrir los episodios de mayor despacho eléctrico.

- **Hacia adelante, es necesario mantener la fortaleza de la inversión en infraestructura eléctrica**

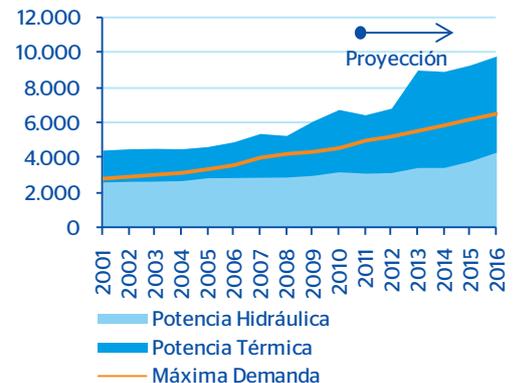
Dada la amplitud de los plazos para su instalación, se requiere continuidad en las obras de generación y transmisión, de tal manera que no se repitan estas dificultades en el futuro.

Gráfico 1
PIB y Producción de Electricidad
(millones de PEN de 1994, GW.h)



Fuente: COES, MINEM

Gráfico 2
Potencia Efectiva y Máxima Demanda (MW)



Fuente: COES, MINEM, BBVA Research Perú

Crecimiento económico de los últimos diez años duplicó la demanda eléctrica

En los últimos diez años (2002-2011), la economía peruana creció 6,4% promedio anual, lo que ha ocasionado que la demanda de energía eléctrica se duplique en este período (ver gráfico 1). Sin embargo, la infraestructura de generación eléctrica no creció al mismo ritmo y la potencia efectiva se incrementó solo 43% durante estos años. Esto ha ocasionado que se reduzcan los márgenes de reserva del sistema (de 57% en el 2001 a un nivel de 13,5% en diciembre de 2012) y que se utilicen las unidades de generación existentes con mayor intensidad, aumentando el riesgo de falla de las mismas.

Asimismo, debido a que más del 80% de la nueva capacidad de generación ha sido instalada en el centro del país (asociado a la disponibilidad de gas natural cerca de Lima desde el 2004), las necesidades de transmisión también han aumentado, lo que ha congestionado las líneas que trasladan la energía al norte y sur. Debido a ello, en febrero último, el Ministerio de Energía y Minas declaró que el sistema eléctrico se encuentra en "situación excepcional", lo que permite elevar la tensión de las líneas existentes por encima de los niveles de tolerancia normales, incrementando el volumen de pérdidas y reduciendo la calidad de la energía entregada por el sistema.

La nueva oferta de generación será suficiente para cubrir la demanda hasta 2016

Teniendo en cuenta nuestros supuestos de crecimiento económico, estimamos que hacia el 2016, la demanda de potencia eléctrica se incrementará en aproximadamente 2,000 MW (ver gráfico 2). Este aumento será cubierto con holgura por las nuevas centrales eléctricas que actualmente se encuentran en construcción, cuya potencia instalada conjunta asciende a una cifra superior a los 3,500 MW. Sin embargo, alrededor del 75% de esta nueva infraestructura de generación recién ingresará a operar desde el segundo semestre de 2013 en adelante, por lo es necesario discernir entre el escenario de corto plazo (2012- 2013) y el de mediano plazo (2014-2016) para evaluar la situación de abastecimiento eléctrico.

Margen de reserva se encuentra actualmente en niveles inferiores al recomendable

En abril, el margen de reserva operativo (el MRO es la diferencia entre la capacidad disponible de generación y la máxima demanda) del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) fue 11,6%.

Tabla 1
Cálculo del MRO de abril 2012

Definición de Potencia	MW
Potencia Instalada: capacidad de generación en condiciones ideales (-) Pérdidas por condiciones reales de instalación	6.746
Potencia Efectiva: capacidad real de entrega (-) Pérdida de potencia hídrica (por indisponibilidad de agua) (-) Pérdida de potencia térmica (por indisponibilidad de combustible) (-) Unidades en mantenimiento programado	6.444
Potencia Firme: capacidad de entrega de energía en tiempo real	5.710
11,6%  MRO: debe cubrir { - Pérdidas de transmisión y distribución - Fallas de centrales	
<u>Demanda Máxima: carga instantánea más alta del sistema</u>	5.049

Fuente: BBVA Research

¿Es este nivel alto o bajo? En condiciones óptimas, el MRO debería ser suficiente para cubrir las pérdidas de transmisión y distribución, así como las eventuales fallas del sistema. De acuerdo con las estadísticas disponibles, las pérdidas en el sistema de transmisión y distribución pueden llegar a representar hasta el 10% de la carga del sistema, lo que deja el restante 1,6% (menos de 100 MW) del MRO para cubrir las potenciales fallas de las unidades de generación. Con 16 unidades de generación por encima de los 150 MW y con un indicador de falla (factor de indisponibilidad fortuita o FIF) que el ente regulador (Osinergrmin) calcula en alrededor de 3% (11 días al año), cada día existe un 50% de probabilidad de que se produzca una falla en una de estas centrales. Por ejemplo, si se produjera una falla en una turbina a gas natural típica (de 180 MW), el sistema se encontraría en déficit, generándose cortes de suministro. La situación sería más crítica si se produce una falla inesperada en la Central del Mantaro, la más grande del país, que cuenta con 671 MW de Potencia Efectiva. Sin bien el organismo regulador fijó un margen de reserva objetivo en 32,7% para el período 2008-2012, este ratio tomó como referencia una capacidad de generación similar a la potencia efectiva. Efectuando los ajustes correspondientes (menor capacidad por condiciones hídricas principalmente), estimamos que para que el sistema funcione en niveles razonables de confiabilidad y seguridad, el MRO debería encontrarse en un nivel de entre 20% y 25% (de 1,000 a 1,250 MW).

Si se presentan condiciones hidrológicas adversas habrá déficit eléctrico en 2012 y 2013

Entre junio y agosto se presentan los episodios de mayor dificultad para el sector eléctrico debido a la aguda escasez del recurso hídrico (época de estiaje). En estos meses, la potencia firme (PF) de las centrales hídricas se reduce significativamente, entre 10% y 20% en promedio respecto a los meses de mayores lluvias (de diciembre hasta abril), dependiendo de cuán severo sea el estiaje. Incorporando esta información, estimamos que a mediados de este año (junio a agosto) el MRO se ubicará entre 9% y 0% si las condiciones hidrológicas son benignas o severas, respectivamente. En el primer caso, estaríamos confrontando un riesgo de falla de generación y, en el segundo caso, no será posible cubrir las pérdidas de transmisión y distribución, lo que obligará a efectuar racionamientos o importación de energía a precios elevados desde el Ecuador, situación que se agravaría en caso de falla.

Gráfico 3
**Margen de Reserva 2011-2016
En porcentaje de la Potencia Firme**



Fuente: COES, Osinergrmin, BBVA Research Perú

Tabla 1
**Principales proyectos de generación eléctrica
Potencia Instalada en MW**

Proyecto	Inicio de operaciones	Potencia (MW)	Tipo ¹
Kallpa IV	2012	292	Térmica CC
Machu Picchu II	2013	192	Hidráulica
Huanza	2013	91	Hidráulica
Fénix	2013	520	Térmica CC
ChilcaUno TG4	2013	270	Térmica CC
Reserva fría - Ilo	2013	564	Térmica dual
Quitarcas I	2014	112	Hidráulica
Cheves	2014	168	Hidráulica
Sto. Domingo Olleros	2014	200	Térmica CS
Santa Teresa	2015	98	Hidráulica
Chaglla	2016	406	Hidráulica

1/ CS = ciclo simple; CC = ciclo combinado.
Fuente: APOYO, Osinergrmin

Hacia fines de este año, esta situación comenzará a aliviarse debido al inicio de las operaciones de la turbina de ciclo combinado de Kallpa, lo que añadirá 292 MW de potencia al sistema. Asimismo, en el primer semestre de 2013 se efectuará el ingreso de varias centrales hidroeléctricas y térmicas de menor tamaño por un total de más de 300 MW de potencia instalada. Todos estos ingresos permitirán cubrir el aumento de la demanda de aproximadamente 400 MW en el 2013, pero el MRO se mantendría por debajo del nivel recomendable en los meses de estiaje (estaría entre 5% y 13%, dependiendo de las lluvias), lo que nos deja expuestos al riesgo de falla, sobre todo si las condiciones hidrológicas son adversas. Cabe señalar que la probabilidad de confrontar una situación de estiaje severo este año y el próximo se viene incrementando, asociado a la

anunciada presencia del Fenómeno del Niño, lo que genera intensas lluvias en el norte del país, pero también está asociado a sequías en la parte central y sur de los Andes peruanos, donde está instalada el 85% de la potencia hidroeléctrica.

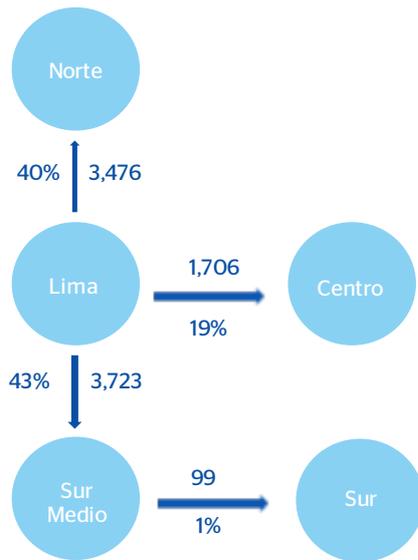
Esta situación podría ser aliviada en buena medida si las obras para culminar la primera etapa de la ampliación del ducto de Gas Natural de TGP se culminaran en el primer trimestre del 2013. Esta primera etapa añadiría una oferta de gas natural de 120 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) y, asumiendo que el 80% de este volumen se destina a la generación eléctrica, se podría añadir 400 MW de la nueva potencia que será provista por la Central Térmica Fénix. Sin embargo, la ampliación del ducto viene enfrentando sucesivos obstáculos (modificación del trazado y temas de seguridad, principalmente), por lo que recién operaría desde el 2014.

Por otro lado, también se podría generar una mayor eficiencia en el uso de la infraestructura disponible incentivando una mayor demanda de electricidad fuera de horas punta. Si bien en los últimos 10 años se registran algunas mejoras en la distribución de la demanda (el ratio promedio entre las demandas mínima/máxima se ha incrementado de 58% en 2002 a 63% en 2011), esto podría haber ocurrido por las restricciones de oferta existentes. En este sentido, aún se pueden generar ganancias adicionales a través de una mayor diferencia entre los precios de energía fuera de punta y en horas punta, dado que actualmente la razón entre ambos es de solo 85% para clientes residenciales.

La transmisión de energía es un cuello de botella adicional en el corto plazo

Un problema que también viene afectando la provisión de energía eléctrica en algunas zonas del país son las deficiencias en las líneas de transmisión (LT). Así, en el año 2011, la transmisión desde Lima al Sur Medio (LT Campo Armiño - Cotaruse) acusó congestión el 43% del tiempo. Algo similar ocurrió con la transmisión desde Lima al Norte (LT Chimbote 1 - Trujillo Norte). Estos datos implican que durante las horas punta estas líneas estuvieron siempre congestionadas, ocasionando interrupciones en el servicio y obligando a la importación de electricidad de Ecuador (5,729 MWh en 2011). Si bien el costo de este flujo de energía importada es superior al del sistema doméstico, revela la importancia de contar con la infraestructura y los mecanismos operativos vigentes para ser utilizados en caso de emergencia, por lo que se debería seguir impulsando la interconexión con el resto de países vecinos.

Gráfico 4
Congestión en las principales líneas de transmisión en 2011 (horas en el año)



Fuente: COES, BBVA Research Perú

Tabla 3
Portafolio de Proyectos de Transmisión 2012-2014

Proyecto	Ubicación	Inicio de operaciones	Km	Kv
Línea Carhuamayo-Carhuaquero	Norte	2012	697	220
Reforzamiento Transmisión Centro - Norte Medio	Norte	dic-12	515	500
Refuerzo de Interconexión Centro - Sur Medio - Sur	Sur	2013	1.600	500
Línea Pomacocha - Carhuamayo	Norte	2013	110	220
Reforzamiento del sistema Talara-Piura	Norte	2013	102	220
Línea Trujillo-Chiclayo	Norte	2014	304	500
Línea Machu Picchu-Abancay-Cotaruse	Sur	Indefinido	402	220
Línea Tintaya-Socabaya	Sur	Indefinido	207	220

Fuente: APOYO

Los déficit de generación y transmisión tendrán un mínimo impacto en los precios de electricidad para el usuario final

Actualmente, en el país se encuentra vigente un sistema de precios de energía que se deriva del cálculo de los "costos idealizados". De acuerdo con este cálculo, los precios de generación se computan como si no hubiese déficit de gas natural o de transmisión y el importe de operar con centrales de mayores costos (o de importar energía de Ecuador) es cobrado a los usuarios través de un cargo temporal. Este procedimiento corresponde a una suerte de discriminación de precios hacia los generadores térmicos, de tal manera que a cada cual se le paga de acuerdo a su costo variable. El efecto de los "costos idealizados" sobre las tarifas finales es que, en la medida que el eventual déficit de electricidad este año y el próximo puede ser atribuido a la falta de gas natural (actualmente el ducto que transporta gas natural está cerca del límite de su capacidad y parte de la potencia térmica que ingresa el 2013 no podría ser utilizada) y a la congestión de las líneas de transmisión, los precios solo tendrían alzas moderadas de carácter temporal.

Las nuevas obras en generación y transmisión anticipan un escenario con menos problemas a partir del 2014

Desde el 2014, la situación del mercado eléctrico se vislumbra más favorable tanto en los aspectos de generación como de transmisión. En cuanto a la generación, para el 2014, debería estar operativa la ampliación de ambas etapas del ducto que transporta el gas natural a Lima, lo que añadirá 390 MMPCD en la oferta de este combustible y será posible operar las nuevas centrales térmicas Fénix (521.5 MW) y Santo Domingo Olleros (197.6 MW). Asimismo, actualmente se encuentran en etapa de construcción centrales hidroeléctricas con una potencia combinada de más de 1,000 MW que estarán operando entre el 2015 y 2016, lo que permitirá cubrir la demanda y elevar el MRO por encima del 20% desde el 2014. Aunque, bajo condiciones hidrológicas severas, este ratio se encontraría por debajo de 20% durante los períodos de estiaje de 2015 y 2016.

Por el lado de la transmisión, también se efectuarán diversas obras que reforzarán la transmisión entre el centro y el norte del país. Sin embargo, la transmisión hacia el Sur todavía podría enfrentar algunos obstáculos. Así, por ejemplo, la LT Machu Picchu - Cotaruse tiene una fecha indefinida de conclusión debido a que un área de su trazado original fue declarada como área protegida y aún no se define el nuevo recorrido (y nuevo costo) para su conclusión.

Los plazos para instalar infraestructura eléctrica son prolongados, lo que implica trabajar desde ahora en las nuevas inversiones

Con la finalidad de mantener el momentum de las inversiones en infraestructura eléctrica, los obstáculos que vienen aquejando la instalación de las líneas de transmisión deben superarse en el plazo más corto. Por otro lado, las licitaciones a cargo de ProInversión (entidad encargada de la promoción de las inversiones) deben realizarse tomando en cuenta la longitud de los plazos para culminar las obras de infraestructura eléctrica (más de cuatro años en el caso de una central hidroeléctrica) y las autoridades deben tomar previsiones para evitar contratiempos adicionales (de carácter ambiental o de seguridad). Esto debe tomar en cuenta el hecho de que ante una situación hidrológica adversa los MRO estarán por debajo de 20% en 2015 y 2016 y, sin nuevas inversiones, estarán por debajo de este nivel aún bajo condiciones normales a partir del 2017.

Un aspecto que también debe considerarse es que la operación del gasoducto del sur podría implicar la instalación de centrales térmicas en esta zona y, con ello, contribuir a descentralizar la potencia instalada, de tal manera que se disminuya la demanda por transmisión hacia el sur, evitando congestiones y pérdidas. Asimismo, ayudará a disminuir el riesgo de la interrupción del único ducto de gas natural con el que se cuenta actualmente.

Por otro lado, una mayor brecha entre el precio en hora punta y fuera de punta podría actuar como incentivo para mejorar la distribución de la demanda y para atraer la oferta de unidades de generación que sean utilizadas para cubrir los episodios de mayor demanda. En el mismo sentido, los costos idealizados no deberían ser utilizados de manera irrestricta, sino solo para situaciones temporales, de tal manera que cumplan el propósito de evitar la excesiva volatilidad en los precios en el corto plazo, pero que en el mediano plazo reflejen los costos que se derivan de la escasez de infraestructura e incentiven la inversión.

Tomando en cuenta estas consideraciones, la aceleración de la inversión eléctrica podrá evitar nuevos episodios de déficit de electricidad en el país, lo que tendrá un impacto positivo sobre las condiciones de crecimiento potencial.

AVISO LEGAL

Este documento, así como los datos, opiniones, estimaciones, 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 emisión 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 tomadas en consideración para la elaboración del presente informe, por lo que debe adoptar 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 o 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. Podría no existir mercado secundario para dichos instrumentos.

BBVA o cualquier otra entidad del Grupo BBVA, 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 u otra entidad del Grupo BBVA 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 del Grupo BBVA puede adoptar decisiones de inversión por cuenta propia que sean inconsistentes con las recomendaciones contenidas en el presente documento. Ninguna parte de este documento puede ser (i) copiada, fotocopiada o duplicada en ningún modo, forma o medio (ii) redistribuida o (iii) citada, sin el permiso previo por escrito de BBVA. Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse 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 relevante.

Este documento será distribuido en el Reino Unido únicamente a (i) personas que cuentan con experiencia profesional en asuntos relativos a las inversiones previstas en el artículo 19(5) de la ley de servicios y mercados financieros de 2000 (promoción financiera) de la orden de 2005, (en su versión enmendada, en lo sucesivo, la "orden") o (ii) entidades de grandes patrimonios sujetas a lo dispuesto en el artículo 49(2)(a) a (d) de la orden o (iii) personas a las que legalmente se les pueda comunicar una invitación o propuesta para realizar una inversión (según el significado del artículo 21 de la ley de servicios y mercados financieros de 2000) (en adelante, todas estas personas serán "personas relevantes"). Este documento está dirigido únicamente a las personas relevantes y las personas que no sean personas relevantes no se deberán basar en el mismo ni actuar de conformidad con él. Las inversiones o actividades de inversión a las que hace referencia este documento sólo están disponibles para personas relevantes y sólo se realizarán con personas relevantes.

Ninguna parte de este informe podrá reproducirse, llevarse o transmitirse a los Estados Unidos de América ni a personas o entidades americanas. El incumplimiento de estas restricciones podrá constituir infracción de la legislación de los Estados Unidos de América.

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 sujeta a las normas de revelación previstas para sus miembros.

"BBVA está sometido al código de conducta de los Mercados de Valores del Grupo BBVA, el cual incluye, entre otras, normas de conducta establecidas para prevenir y evitar conflictos de interés con respecto a las recomendaciones, incluidas barreras a la información. El Código de Conducta en los Mercados de Valores del Grupo BBVA está disponible para su consulta en la dirección Web siguiente: www.bbva.com / Gobierno Corporativo".

BBVA 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.