



Observatorio Sectorial

3 de setiembre de 2008

Sector Electricidad

- En los últimos años, el sector eléctrico ha experimentado un rápido crecimiento de la demanda de energía, debido al crecimiento económico por el que atraviesa actualmente el país, el cual ha sido mayor de lo inicialmente previsto. Por el contrario, la oferta ha crecido a un ritmo mucho menor debido, en parte, a la falta de incentivos para la inversión.
- En este contexto, se viene discutiendo si el sector enfrentará restricciones que no permitan atender la creciente demanda. En particular, en los últimos meses se han presentado problemas climatológicos (falta de lluvias) y limitaciones en el ducto de suministro de gas natural, lo que ha generado: i) una reducción de los márgenes de reserva hasta niveles reducidos, y ii) una mayor utilización de fuentes de generación de energía más caras, como el petróleo.
- No obstante, consideramos que el Perú no muestra un problema estructural en su matriz energética o en su capacidad de generación. De hecho, estimamos que la situación que atraviesa el sector será subsanada en los próximos meses, en la medida que se incorporen nuevas centrales y se amplíe el ducto de Camisea. En todo caso, el objetivo de mediano plazo debe ser diversificar las fuentes de energía, y darle prioridad a fuentes renovables como la energía hidráulica o eólica.

Generalidades

- El PBI eléctrico ha representado, en promedio, un **1,9% del PBI** en los últimos 10 años. Cabe señalar que el sector es **intensivo en el uso de capital**, utilizado para generar y distribuir la energía. Por este motivo, la actividad da **empleo directo** sólo a **6 mil trabajadores**.
- Las ventas del sector en el 2007 ascendieron a **US\$ 1,825 millones**, de los cuales un **66%** corresponde al mercado regulado (donde las tarifas son más altas en promedio) y **34%** al mercado libre. El crecimiento anual promedio de las ventas en los últimos 4 años ha sido de **10,7%**.
- El **sector eléctrico** comprende tres grandes actividades: (i) **generación**, encargada de producir la energía, (ii) **transmisión**, referida al transporte de la energía producida a subestaciones, y (iii) **distribución**, encargada del transporte desde las subestaciones a los clientes finales.
- De otro lado, los clientes finales se dividen en dos segmentos: (i) el **mercado libre** (45% de la demanda), conformado por clientes con un consumo de energía con potencia superior a 1MW; y (ii) el **mercado regulado** (55% de la demanda), de consumos de potencia menor a 1MW, y cuyas tarifas son fijadas por el ente regulador.

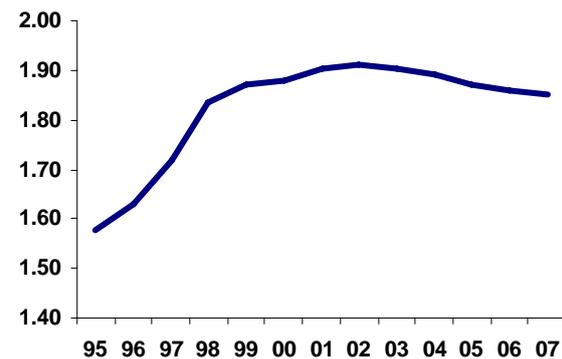
Hugo Perea

hperea@grupobbva.com.pe

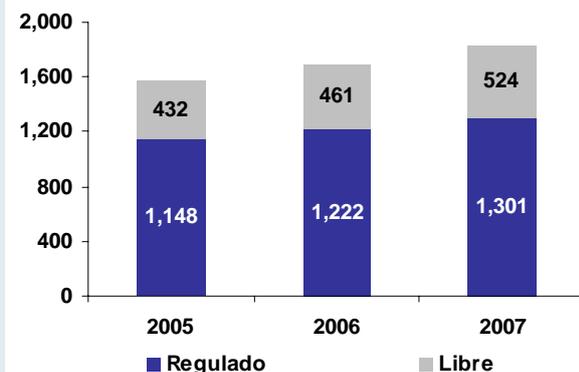
Javier Dorich

jdorich@grupobbva.com.pe

PBI Eléctrico
(% del PBI)



Ventas de electricidad
(US\$ millones)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

- E. En el Perú, la generación de energía proviene de dos fuentes: **hidráulica** (49% de la potencia efectiva, producida aprovechando las caídas de ríos para generar energía) y **térmica** (51% del total, obtenida mediante la combustión de algún combustible fósil como gas natural, petróleo o carbón). En el mundo, se utilizan también otras formas de generación, como la solar, eólica, geotérmica o nuclear.
- F. En los **meses de lluvias** (de diciembre a abril), la generación **hidráulica** llega a representar hasta el **90%** del total, mientras que el resto del año (marzo a noviembre) dicho porcentaje se reduce a **60%** en promedio. En el 2007, el **65%** de la electricidad producida fue a través de centrales hidroeléctricas.
- G. El consumo de energía por hora en el 2007 fue de **24,600 GW/h**, y se estima que este año podría llegar a los **27,700 GW/h**. Asimismo, la **máxima demanda** (definida como el instante de mayor consumo de energía) se ubica en **4,300 MW**.
- H. Se estima que la **potencia efectiva** (oferta de generación) debe incrementarse en **500 MW** al año para asegurar un abastecimiento sostenido de la demanda de energía, con un margen de reserva adecuado. En la actualidad, la **potencia efectiva** es de **6,300 MW**, y el **margen de reserva inferior al 25%**, asumiendo condiciones climáticas normales (en temporada seca, el margen se reduce a menos de 10%). En países con riesgo hídrico como el Perú, el margen de reserva no debería ser menor de 40%.
- I. En el sector eléctrico participan tanto empresas **públicas** como **privadas**, estas últimas producto de los procesos de privatizaciones y concesiones iniciado en la década del noventa. En la actualidad, las empresas públicas **participan en un 39% en la facturación de las generadoras y en un 38% en la facturación de las distribuidoras**. La empresa pública más importante es la generadora Electroperú.
- J. Entre los departamentos, **Huancavelica** destaca como el mayor **productor** de electricidad (**24%** del total), mientras que **Lima y Callao** constituyen el principal **consumidor** de electricidad (**46%** del total). Otros consumidores importantes de energía son **Arequipa** (8%), **Moquegua** (7%) y **Ancash** (6%), regiones que albergan a industrias de uso intensivo de energía como la minería y la de harina de pescado, además del consumo de clientes residenciales y comerciales.

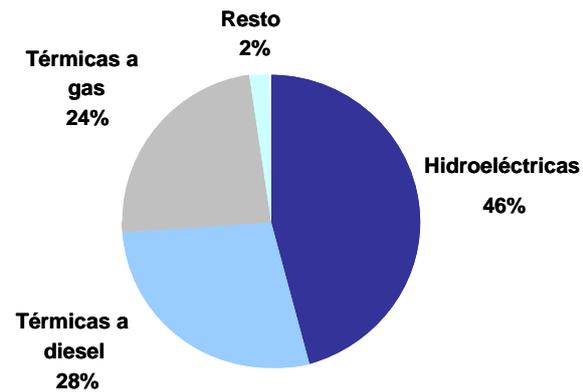
Estructura de costos

La estructura de costos de una generadora es variable, y depende del tipo de fuente utilizada para la generación de energía. En términos generales, una **central hidroeléctrica** implica una **inversión mucho mayor** que una **central térmica**, aunque se ve favorecida por un **costo marginal menor**.

Así, mientras para construir una central hidroeléctrica de **100 MW** se requiere una inversión aproximada de **US\$ 120 millones**, para construir una central térmica de similar potencia se necesitarían solo **US\$ 55 millones** (53% menos). Esta diferencia hace que la mayoría de potenciales inversionistas prefiera invertir en centrales térmicas, pese a que el costo de producción es más alto y enfrentan mayores riesgos (como por ejemplo, exposición al precio internacional del crudo).

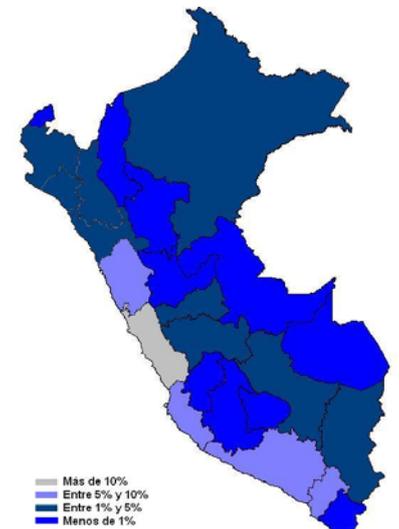
De esta manera, la producción de una central **hidroeléctrica** tiene un **costo variable prácticamente nulo**, a excepción del consumo del capital (depreciación) y otros costos menores. De otro lado, según cifras de Osinergmin, el costo de producir electricidad mediante energía **térmica** depende de: i) la **tecnología** implementada y ii) el **combustible** utilizado. En este sentido, las centrales de **ciclo combinado** son más eficientes, pues reutilizan parte del vapor liberado en la combustión, a diferencia de las de **ciclo simple**, de rendimiento menor. Dicho esto, el costo de generar

Distribución de la potencia efectiva (% del total)



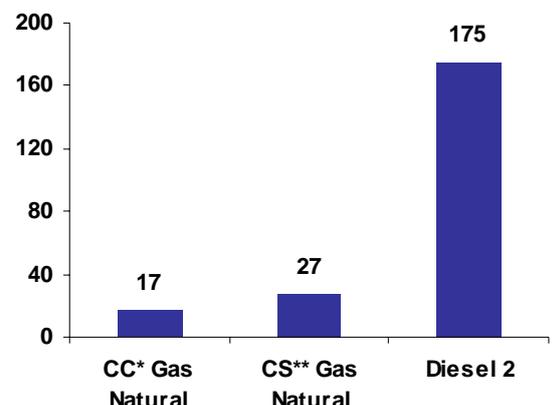
Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

Principales consumidores de energía (% del total nacional)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

Costo para generar electricidad (US\$ por MW/h)



Fuente: Osinergmin
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

electricidad con gas natural es de **US\$ 17 por MW/h en ciclo combinado** y de **US\$ 27 por MW/h en ciclo simple**. Finalmente, el costo de generar electricidad con derivados del petróleo como el **diesel 2** puede llegar a superar los **US\$ 200 por MW/h**.

Inversiones vinculadas

Según el Ministerio de Energía y Minas, el Perú requiere una **inversión de al menos US\$ 3,000 millones hacia el año 2015**, para atender adecuadamente el crecimiento de la demanda energética, la cual se estima crecería en al menos 7% al año en promedio. De este monto, unos US\$ 2,000 millones corresponden a generación y el resto a transmisión.

Proyectos de generación

Entre los principales proyectos de generación que se incorporarían al parque eléctrico en los próximos años destacan:

- **Central Hidroeléctrica El Platanal:** Proyecto de Cementos Lima, ubicado en Cañete (Lima), con una potencia de 220 MW y una inversión estimada de US\$ 200 millones. El inicio de operaciones sería en octubre de 2009.
- **Central Térmica Chilca I:** Tercera etapa del proyecto de Enersur, ubicado en Chilca (Lima), con una potencia de 170 MW y una inversión de US\$ 80 millones. Se espera que inicie operaciones en marzo de 2009.
- **Central Térmica Kallpa:** Segunda etapa del proyecto de la empresa Kallpa Generación, ubicada en Chilca (Lima). Esta etapa implica una potencia adicional de 170 MW, con una inversión de US\$ 90 millones. El inicio de operaciones está programado para finales de 2009.
- **Central Térmica BPZ:** Proyecto de la empresa petrolera BPZ Energy, ubicado en Tumbes, con una potencia de 160 MW y una inversión aproximada de US\$ 115 millones. Iniciaría operaciones en el 2010.
- **Central Térmica Santa Rosa:** Ampliación de la central propiedad de Edegel, ubicada en Lima, con una potencia de 200 MW y una inversión de US\$ 100 millones. Se espera que inicie operaciones el 2010.
- **Central Térmica Egechilca:** Proyecto adquirido por Ashmore Energy Internacional (AEI) a capitales panameños, ubicado en Chilca (Lima). Entre 2010 y 2011 incorporarían 540 MW, con una inversión total de US\$ 520 millones.

Adicionalmente, se espera la incorporación de otros proyectos de generación de menor envergadura entre este y el próximo año: i) la **C.H. La Joya** (Arequipa, 10 MW), ii) la **C.H. Pochos II** (Piura, 10 MW); y iii) la **C.H. Carhuauero V – Caña Brava** (Cajamarca, 6MW).

Asimismo, las empresas eléctricas públicas también realizarían inversiones por US\$ 120 millones en el 2008, en obras de generación. Así, las generadoras públicas (Egasa, Egemsa, Egesur, Electroperú y San Gabán), invertirían en cerca de 22 proyectos, principalmente en la adaptación de centrales térmicas de diesel a gas natural.

Proyectos de líneas de transmisión

Además de los nuevos proyectos de generación de energía, existen proyectos de líneas de transmisión, los cuales evitarán una congestión en el traslado de la energía, principalmente al interior del país.

Así, Abengoa ganó la concesión para la línea de transmisión **Carhuamayo – Paragsha – Conococha – Huallanca – Cajamarca – Cerro Corona – Carhuauero**. Esta línea, que conecta el norte con la zona centro del país, tiene una extensión de 700 kilómetros, e implica una inversión de US\$ 106 millones.

Principales inversiones en generación de energía eléctrica

Proyecto	Potencia (MW)	Inversión (US\$ MM)	Inicio de operaciones
CH El Platanal	220	200	2009
CT Chilca 1	170	80	2009
CT Kallpa	170	90	2009
CT BPZ	160	115	2010
CT Santa Rosa	200	100	2010
CT Egechilca	540	520	2011

Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

Principales inversiones en transmisión de energía eléctrica



Fuente: Ministerio de Energía y Minas, Proinversión
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

De otro lado, en el mes de abril, el consorcio **Isonor** (integrado por Elecnor y Grupo Isolux de España) se adjudicaron la buena pro para la concesión de la construcción y operación de las líneas de transmisión **Mantaro-Caravelí-Montalvo** (760 kilómetros, US\$ 145 millones) y **Machu Picchu-Cotaruse** (200 kilómetros, US\$ 35 millones). Se espera que ambas líneas entren en operación en el 2010.

En junio, **ISA Colombia** se adjudicó la línea **Chilca – La Planicie – Zapallal**, que recorre Lima de sur a norte. La línea de transmisión tiene una extensión de 93 kilómetros, con inversiones por US\$ 52 millones. Este proyecto, que estaría listo hacia el 2010, permitirá transportar la energía proveniente de los nuevos proyectos de generación termoeléctrica, a base del gas de Camisea, y que se ubican en Chilca (Lima).

Otra empresa que realizaría importantes inversiones es **Red de Energía del Perú (REP)**, la empresa de transmisión más grande en términos de líneas tendidas. En este sentido, las inversiones de REP llegaría a los US\$ 700 millones para los próximos 5 años, incluyendo los siguientes proyectos: i) nueva subestación Chilca, ii) ampliación de la línea Chilca – San Juan, iii) línea Zapallal – Paramonga – Chimbote y iv) reforzamiento de la línea de transmisión Mantaro – Socabaya.

Marco regulatorio relevante

En los últimos años, las inversiones del sector en generación se han concentrado en plantas térmicas a gas natural, debido al menor costo variable y a la facilidad de acceso al gas de Camisea. Por el contrario, dadas las tarifas actuales, la inversión en plantas hidroeléctricas ha sido mínima, debido al alto nivel de inversión requerida, y a un largo periodo de retorno.

Para mantener la inversión en generadoras de energía limpia y de bajo costo variable (como las hidroeléctricas), el Gobierno ha implementado los Decretos Legislativos 1041 y 1058, que establecen incentivos para los proyectos hidroeléctricos o que utilicen otro tipo de energías renovables), entre los que destacan:

- i) Un premio o factor de descuento en las subastas y buenas pro frente a propuesta de centrales térmicas,
- ii) El traslado de los costos de transmisión a los consumidores (lo que “acerca” a las hidroeléctricas, normalmente ubicadas lejos de las ciudades y que se veían obligadas a asumir dicho costo, restándole viabilidad a los proyectos), y
- iii) Un beneficio tributario de un régimen de depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta, con lo que se podrá recuperar en menos tiempo la inversión realizada.

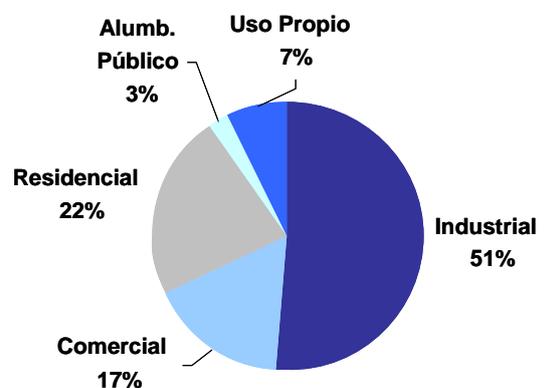
Drivers de crecimiento

El sector eléctrico provee de energía a las distintas actividades económicas, las que a su vez impulsan las inversiones en esta actividad:

Consumo residencial: Representa el 25% de la demanda de energía eléctrica, y es impulsado tanto por la mejora en los ingresos de la población, así como por un mayor acceso de la misma al servicio de energía eléctrica. Así, el aumento de los ingresos ha derivado en la compra de artefactos que utilizan electricidad, así como de nuevas viviendas. De otro lado, el coeficiente de electrificación se ha elevado ininterrumpidamente, llegando a 80% en el 2007. Ello ha contribuido a que, en los últimos 5 años, el consumo residencial haya crecido en 5,5% al año en promedio.

Actividad comercial: Las actividades comerciales y de servicios en general representan el 20% de la demanda de energía. En este sentido, cabe destacar el reciente *boom* del *retail* y de la edificación de oficinas, cuya construcción y funcionamiento generan un crecimiento de la demanda de

Demanda de energía por cliente final (% del total)



Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

energía. De esta manera, el consumo de energía en actividades comerciales y de servicios se ha incrementado en 7,7% en promedio durante los últimos 5 años.

Actividad productiva: Las actividades productivas (extractivas y de transformación) representan la principal demanda de energía, con un 55% del total. De esta manera, tanto los procesos extractivos (agro, pesca y minería) como los de transformación (manufactura) necesitan en mayor o menor medida de energía eléctrica, para el funcionamiento de la maquinaria y el normal desenvolvimiento del proceso productivo en general. De hecho, el consumo industrial de energía se ha incrementado en 7,6% en promedio durante los últimos 5 años.

Cabe señalar que cerca del 10% de la energía que se consume en la actividad productiva es generada por empresas que no tienen como negocio principal la generación de energía, sino que la generan para uso propio. Ese es el caso de cerca de 80 empresas, que provienen de la industria minera, cementera, petrolera y de harina de pescado.

¿Restricción energética?

Durante los últimos meses, el sector eléctrico ha generado preocupación debido a un potencial problema de racionamiento energético, el cual podría afectar el normal desenvolvimiento de la actividad económica.

Los problemas coyunturales por los que atraviesa el sector son los siguientes:

- i) **Menores lluvias:** Las **generadoras hidroeléctricas** se encuentran expuestas a problemas climatológicos que generen ausencia de lluvias, y por lo tanto, un menor nivel en las lagunas y reservorios utilizados para producir electricidad. De hecho, en la actualidad, **las reservas de agua se ubican 20% por debajo de lo normal para esta época del año**; además, se espera que **2009 sea un año seco**. Esta coyuntura genera que las **centrales hidráulicas funcionen al 80% de su capacidad**.
- ii) **Congestión en el ducto de Camisea:** las **generadoras térmicas** que utilizan gas natural se abastecen del gas de Camisea, el cual es transportado desde Cusco hasta Lurín, lugar donde se ubica la mayor parte de centrales térmicas. Sin embargo, estas **plantas funcionan actualmente al 70% de su capacidad**, puesto que la **tubería actual en el tramo Humay-Lurín ha llegado a su tope**, ya que solo puede transportar **290 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd)**. Este cuello de botella se ha producido debido a que inicialmente no se previó un crecimiento tan rápido de la demanda.

Esta situación, de carácter coyuntural, ha generado que el **margen de reserva se reduzca a niveles cercanos al 8%**, por lo que cualquier falla fortuita en el sistema interconectado podría producir un corte de electricidad. Esta coyuntura se complicaría aún más en los meses de octubre de este año (periodo de menores lluvias) así como en junio y julio de 2009 (meses de alta demanda en los que no se contaría con oferta adicional).

En todo caso, es importante aclarar que **el país no atraviesa por una crisis energética**, sino más bien por una coyuntura difícil, la cual sería subsanada desde el 2009, periodo en el que se espera el ingreso de **540 MW** que generarían además una recuperación en el margen de reserva.

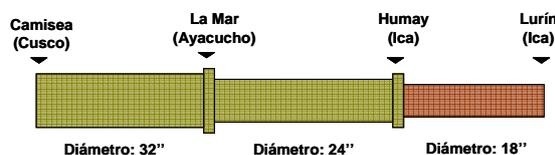
Asimismo, se espera que **Transportadora de Gas del Perú (TGP)**, empresa encargada del transporte del gas natural de Camisea, incremente la capacidad del ducto, a 380 mmpcd en el tercer trimestre de 2009, y **450 mmpcd** para el cierre del mismo año. Aun así, estos incrementos podrían llegar a ser insuficientes: según estimados del Ministerio de Energía y Minas,

Volumen útil en principales lagunas (millones de m³)

Fuente	Jul-07	Jul-08	var. %
Lago Junín	339	269	-20.6%
C.S. Eulalia	194	190	-2.1%
Laguna Aricota	228	212	-7.0%
Embalses Mantaro	143	95	-33.6%
Resto	396	291	-26.5%
Total	1,300	1,057	-18.7%

Fuente: COES-SINAC
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

Composición del ducto de Camisea (Conexiones y diámetros)



Fuente: TGP
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

Estructura de la oferta eléctrica (MW – escenarios con y sin lluvias)

	Escenario con lluvias	Escenario sin lluvias
Hidroeléctricas	2,826	2,206
Térmicas a gas	1,556	1,556
Térmicas a diesel	622	622
Térmicas a carbón	212	212
Oferta total	5,216	4,596
Máxima demanda	4,255	4,255
Margen de reserva (%)	23	8

Fuente: Ministerio de Energía y Minas
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

para el 2010 la demanda de gas natural llegaría a 600 mmpcd, en línea con la entrada de nuevas centrales térmicas para ese periodo.

Por el momento, y hasta que no se incremente la capacidad del ducto, los más perjudicados serían aquellos clientes sin **capacidad en firme** (i.e. sin contratos de suministro) para abastecer su demanda, así como aquellos cuya demanda sobrepase los supuestos tomados para la firma de dichos contratos.

Valoración

Esperamos que el sector eléctrico continúe acompañando el crecimiento de la actividad económica en los próximos años, creciendo a tasas de **7,5% al año en promedio en términos reales**.

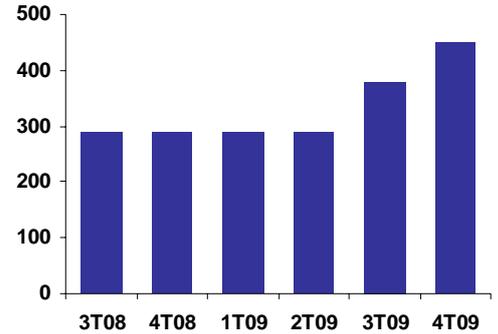
Cabe señalar que si bien los próximos meses podrían resultar complicados para el sector eléctrico (debido a la ausencia de lluvias y la saturación en el ducto de Camisea), estos problemas serían de carácter **coyuntural**, y tenderían a resolverse hacia el próximo año. En caso se produzca algún problema con las generadoras más eficientes, éstas serían reemplazadas por grupos electrógenos a diesel por hasta 400 MW.

De hecho, **estructuralmente** el Perú **muestra fortalezas** frente a otros países, tanto por la diversidad de sus fuentes de generación (hidráulica y térmica a gas natural) como por su estructura de costos, que hace del Perú uno de los países con menor costo por kilovatio en la región.

Para los próximos 2 años, la inversión tanto en la **ampliación del ducto de Camisea**, así como en **nuevas centrales térmicas**, garantizan un adecuado crecimiento de la oferta energética nacional, así como un incremento en el margen de reserva. Asimismo, la paulatina conversión de las centrales térmicas de ciclo simple a ciclo combinado permitiría incrementar la producción de energía de estas centrales en 1.5 veces, utilizando la misma cantidad de combustible.

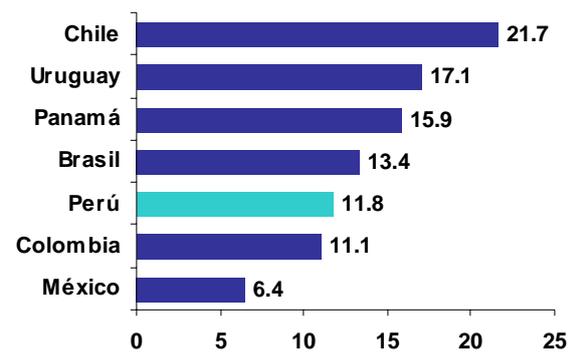
En todo caso, el crecimiento en la oferta de energía por generación térmica debe ser acompañado por un incremento en fuentes renovables, entre las que destacan las hidroeléctricas. Al respecto, estimamos que el conjunto de incentivos dados en los decretos legislativos 1041 y 1058 tendrán un impacto positivo en fomentar la inversión en generación hidráulica, a la vez que permitirá **diversificar adecuadamente la matriz energética del país**.

Capacidad del gasoducto de Camisea (mmpcd)



Fuente: Apoyo Consultoría
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental

Costo energético por países (ctv US\$/KW/h - tarifa residencial)



Fuente: Ministerios de Energía
Elaboración: SEE BBVA Banco Continental