

ENEL GENERACION PERU S.A.A. (ANTES EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA)

Informe con EEFF de 30 de setiembre de 2016¹	Fecha de comité: 25 de Enero de 2017
Periodicidad de actualización: Trimestral	Sector Eléctrico, Perú
Equipo de Análisis	
Mariella Pajuelo Liberati mpajuelo@ratingspcr.com	Daicy Peña dpena@ratingspcr.com (511) 208.2530

HISTORIAL DE CLASIFICACIONES								
Fecha de Información	dic-14	mar-15	jun-15	set-15	dic-15	mar-16	jun-16	set-16
Fecha de Comité	27/05/2015	09/09/2016	08/01/2016	11/04/2016	20/05/2016	02/08/2016	21/11/2016	25/01/2017
Acciones Comunes	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1
Bonos Corporativos	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA
Perspectiva	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable

Significado de la clasificación

Primera Clase, Nivel 1: Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

Categoría AAA: Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. La clasificación otorgada o emitida por PCR constituyen una evaluación sobre el riesgo involucrado y una opinión sobre la calidad crediticia, y la misma no implica recomendación para comprar, vender o mantener un valor; ni una garantía de pago del mismo; ni estabilidad de su precio y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora.

El presente informe se encuentra publicado en la página web de PCR (<http://www.ratingspcr.com/informes-pais.html>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Racionalidad

En comité de clasificación de riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación de las acciones comunes de Enel Generación Perú en Primera Clase, Nivel 1, y al Tercer, Cuarto y Quinto Programa de Bonos Corporativos en PEAAA. La clasificación se soporta en la posición privilegiada de la Compañía derivada de su amplia capacidad de generación, lo cual le permite suscribir importantes contratos de suministro de largo plazo, así como del contrato a precio fijo que mantiene para su abastecimiento de gas natural, y el respaldo de *know how* del Grupo Enel. La alta calidad crediticia de Enel Generación Perú y Subsidiaria se refuerza periodo a periodo por el crecimiento sostenido de su generación operativa, así como por la disminución de su deuda financiera.

Resumen Ejecutivo

- **Líder en generación y potencia efectiva.** La Compañía ostenta una potencia efectiva instalada que le permite ubicarse dentro de las generadoras más grandes en Perú, resaltando que es dueña de una de las tres centrales de ciclo combinado existentes en el país. Su participación en el subsector de generación eléctrica la ubica en una posición privilegiada para suscribir contratos de suministro de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. Sus contratos tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que una significativa porción de sus ingresos son estables, resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se dará en el 2025.
- **Contrato de abastecimiento de gas natural.** El gas natural es uno de los principales insumos utilizados para la producción termoeléctrica, por lo que la Compañía mantiene un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo), con vencimiento en agosto de 2019, con lo cual se encuentra protegida contra la variación de los precios internacionales, además de acceder a una fuente más barata en comparación a otros combustibles. La logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú, con vencimiento en enero de 2034, y con Gas Natural de Lima y Callao, con vencimiento en agosto de 2019.
- **Evolución positiva de resultados.** El resultado del ejercicio presenta una tendencia creciente a lo largo de los años, sustentada principalmente en la evolución favorable de la venta de energía y potencia. Luego la provisión de cobranza dudosa que afectó el resultado al 2015, a setiembre 2016 se vieron influenciados por controversias relacionadas a la resolución de contrato con un cliente, con el cual se mantiene un proceso de arbitraje (+PEN 137.0 MM); este concepto es responsable de 44.8% del incremento del costo de ventas, lo que generó una disminución circunstancial del resultado. Por otro lado, se observa un nivel de pérdida por diferencia de tipo de cambio bastante bajo; en este sentido, las tarifas eléctricas consideran las variaciones del Dólar respecto al Sol, lo cual genera un *hedge* intrínseco.
- **Fortalecimiento de perfil crediticio.** Sustentado en la amortización parcial de sus bonos corporativos, la cual junto a su creciente generación operativa, se derivan en una mejora de la posición de Enel Generación Perú y Subsidiaria para afrontar sus obligaciones, reflejado en la tendencia decreciente del *payback* y su holgado nivel de cobertura.
- **Adecuado nivel de liquidez y gestión del circulante.** Los niveles de liquidez de la Compañía se encuentran en un nivel adecuado en línea con la mayor generación de efectivo. Asimismo, es de mencionar su favorable ciclo de conversión neto.

¹ No Auditados.

Como parte de la gestión del circulante, la Compañía mantiene líneas de crédito con las empresas del Grupo Enel por el monto de USD 90.50 MM, además de mantener líneas disponibles y comprometidas con instituciones financieras locales de primera línea por PEN 101.5 MM a fin de afrontar problemas de liquidez en caso se presentaran. Si bien se observa una mayor presión respecto a la liquidez, se encuentra en línea con los vencimientos de pasivos en un plazo menor a un año, se considera que el nivel se mantiene aún en un nivel adecuado.

- **Respaldo del Grupo Enel.** La Compañía recibe respaldo en temas de *know how* de Enel S.p.A (clasificación internacional de largo plazo Baa2, BBB y BBB+) la cual posee amplia experiencia en el sector, siendo la principal empresa generadora en Italia y una de las principales en Europa.

Análisis Sectorial

Estructura del Sector

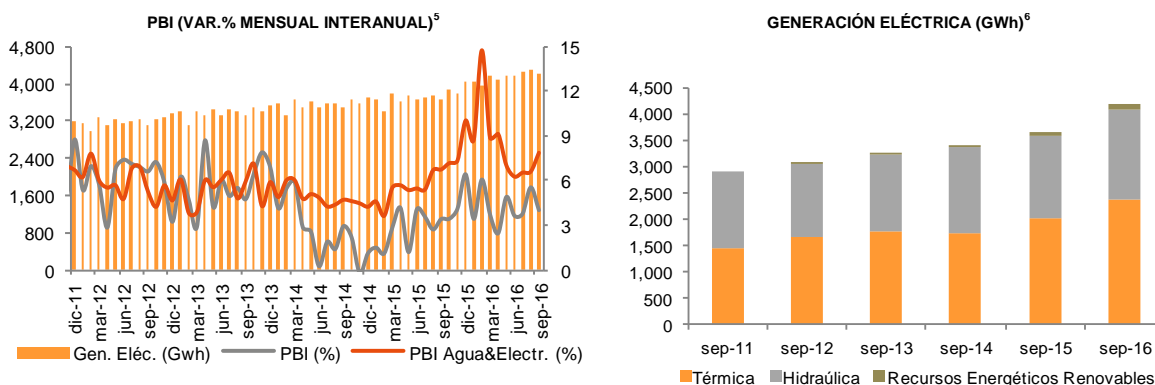
La industria de energía eléctrica en el Perú se encuentra dividida en tres subsectores: i) Generación, encargado de la producción de energía a través de diversas fuentes, entre las que destacan la producción hidroeléctrica y termoeléctrica, esta última utiliza como insumos gas natural, carbón y petróleo; ii) Transmisión, encargado de la propagación de la electricidad mediante líneas de transmisión hasta una subestación, cuyos transformadores convierten la electricidad de alto voltaje a electricidad de menor voltaje, y; iii) Distribución, mediante el cual se reparte la electricidad desde las subestaciones hacia los consumidores finales. Los clientes del sector eléctrico se dividen en dos categorías, resaltando que aquellos usuarios cuya demanda de potencia tenga como límite inferior 200 Kw y como límite superior 2,500 Kw pueden optar entre la condición de usuario "regulado" o la condición de usuario "libre".

- **Cientes Regulados.** 6.68 millones de clientes² (+3.9% respecto al 2014)³. Son aquellos usuarios sujetos a la regulación del precio de la energía y de la potencia y que se encuentran dentro de la concesión del distribuidor, con demandas de potencia que no superan los 200 Kw. La tarifa eléctrica regulada, es fijada periódicamente por OSINERGMIN, de acuerdo con los criterios, las metodologías y los modelos económicos establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento.

- **Cientes Libres.** 346 (+15.7% respecto al 2014) grandes consumidores de electricidad⁴ (importantes complejos mineros, comerciales e industriales) con una demanda de potencia superior a 2,500 Kw cada uno. Los precios de carga y energía y otras condiciones de suministro de electricidad se negocian libremente. El proveedor puede ser una empresa de generación, de distribución o cualquier otro proveedor minorista.

Entorno Energético

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía, resaltando que en el caso peruano se sustenta en mayor medida en empresas mineras e industrias de hierro y acero. Si bien se observa una elevada correlación, es de mencionar que en épocas de recesión económica disminuyen las tasas de crecimiento del sector eléctrico, no obstante esto es mitigado por el crecimiento vegetativo de la demanda, el cual está ligado entre otros factores, al crecimiento de la población. En este sentido, en los últimos 5 años la producción de energía creció a una tasa compuesta de 6.9%, mientras que el promedio para la economía fue de 4.5%. Contrastando la generación eléctrica de los últimos 5 años con el crecimiento del producto bruto interno, el primero se ha ubicado alrededor de 240 pbs por encima. Asimismo, la producción de energía a septiembre 2016 fue de 4,201 GW.h incrementándose en 7.1% respecto a septiembre 2015, mientras el crecimiento del PBI de la economía fue de 4.0%.



Respecto a la generación eléctrica por recurso energético, se observa una tendencia creciente en la participación de los recursos energéticos renovables.

Actualmente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) enfatiza que el sector se ha recuperado de la caída en su margen de reserva⁷ del 2008, gracias al crecimiento de la oferta de generación eléctrica debido al acceso del gas de Camisea⁸ y a la mayor expansión de

² Fuente: MINEM. Evolución de indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015.

³ En los últimos 10 años, la variación media fue de 5.1%.

⁴ Fuente: MINEM. Evolución de indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015.

⁵ Fuente: BCRP. Reporte de inflación septiembre 2016.

⁶ No considera generación eléctrica no COES, aislados y de uso propio.

⁷ Porcentaje en el que la oferta eléctrica excede la demanda eléctrica. La caída del margen de reserva en 2008 (30% a Dic.07, 23% a Dic. 08) se debe a que la oferta eléctrica se mantuvo constante entre el 2007 y el 2008, mientras que la demanda se incrementó.

⁸ Lo que ha generado un nodo energético en el distrito de Chilca (Cañete).

infraestructura de generación, sobre todo de aquellas centrales termoeléctricas que utilizan el gas de Camisea. Cabe mencionar que el consumo per cápita de los últimos 10 años presentó un crecimiento de 68.8% mientras que la generación per cápita tuvo una variación de 65.4%. Si bien esta tendencia seguirá en los siguientes periodos, se espera una reducción gradual del margen de reserva en línea con el progresivo crecimiento de la demanda, no obstante, se estima que hasta el 2019, aún la reserva se ubique por encima del 39%⁹ principalmente como producto de los proyectos de inversión que se tienen planeados para la ampliación de la oferta eléctrica. Dado este contexto, la solvencia energética del país, y los acuerdos suscritos de integración eléctrica con Brasil y Ecuador se espera que a partir de los años 2019-2021 se empiece a exportar energía en mayor medida¹⁰, lo cual traería consigo una reducción de tarifas.

Generación

La electricidad en el Perú es generada fundamentalmente por centrales térmicas (55.1% a septiembre 2016), e hidroeléctricas (40.5% a septiembre 2016), que cabe mencionar utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. La mayor participación de centrales que utilizan gas natural se justifica en los costes atractivos que ofrece el proyecto Camisea en comparación con otras fuentes energéticas, lo cual trae consigo mayores márgenes de rentabilidad. Además, la mayor disponibilidad debido al gaseoducto sur peruano permitirá descentralizar parte de la concentración de producción de electricidad de la zona centro, causado fundamentalmente por las dificultades de transporte. A pesar de los ahorros derivados de la utilización de gas, la producción de energía en plantas térmicas es hasta cuatro veces más costosa que la generada en centrales hidroeléctricas¹¹, esto se debe a que en las primeras el costo de combustibles¹² se incrementa considerablemente por sus costos variables. No obstante, se debe considerar el ciclo hidrológico en la generación de electricidad, que abarca los meses de noviembre a mayo, y está compuesto por un periodo de avenida¹³, seguido de un periodo de estiaje¹⁴, periodo en el cual usualmente toma mayor importancia la generación termoeléctrica.

La estructura de la matriz energética ha mantenido la participación de la energía hidráulica y térmica como principales fuentes de electricidad en el país (95.6% a septiembre 2016), sin embargo es importante resaltar que el Plan Energético Nacional fomenta una matriz energética renovable en el marco de un desarrollo económico sustentable. Por ello, en el 2008 el Estado Peruano emitió el Decreto Legislativo N°1002 donde se promueve, a través de subastas, la inversión para la generación de electricidad con fuentes de energía renovables no convencionales, denominados Recursos Energéticos Renovables (RER) como es el caso de la energía eólica, solar, geométrica, mareomotriz, biomasa y pequeñas hidroeléctricas con una capacidad instalada de hasta 20 MW. A septiembre 2016, estas representan 4.4% de la producción total mostrándose un incremento continuo de la participación debido a que hasta diciembre 2011 representaban menos del 1%.

Considerando los diversos tipos de recursos energéticos, la producción de energía eléctrica aumentó anualmente en 8.0% a septiembre 2016. La importante variación se sustenta principalmente en la mayor generación de ENGIE debido a la operación por pruebas de las unidades TG41, TG42 y TG43 de la central termoeléctrica C.T. NEPI. Asimismo, se destaca el ingreso de alrededor de 15 empresas para la generación de energía eléctrica entre el periodo septiembre 2015 – septiembre 2016.

Los principales productores de energía eléctrica por grupo económico son: i) Grupo Enel (19.4% del total), a través de Enel Generación Perú (17.0% del total), Empresa Eléctrica de Piura (1.5%), Chinango (0.9%) y ii) el Estado (18.4% del total), a través Electroperú (12.3% del total), quien cuenta con la central hidroeléctrica más grande e importante del Perú en Mantaro; Egasa (2.9%), Egamsa (1.6%), San Gabán (1.0%), y Egesur (0.6%), iii) Engie (16.8% del total), empresa que cuenta con la central térmica Chilca-TV una de las más importantes del país, y iv) Kallpa Generación (13.2% del total), que cuenta con la central térmica Kallpa-TV. Cabe mencionar, que el grupo económico del Estado presentó una disminución de su generación de energía debido a la reducción de los niveles del recurso hídrico, es así que se redujo la producción de energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas Electroperu y San Gaban. Por su parte, el grupo Engie incrementó su producción debido a que desde octubre 2015 inicio sus operaciones la central hidroeléctrica Quitaracsa.

Tarifas eléctricas

El precio medio total de energía entre los años 2005 y 2015 tuvo un crecimiento compuesto anual de 3.2%, mientras que la variación del 2015 respecto al 2014 fue negativa (-2.7%) debido a la sobreoferta. Las tarifas del mercado regulado y libre experimentaron un incremento compuesto de 3.6% y 2.4%, respectivamente para los periodos 2005-2015, siendo el precio medio del mercado regulado considerablemente superior (13.4 cent USD/kWh y 7.1 cent USD /kWh, respectivamente). Cabe mencionar que las tarifas eléctricas aumentaron 2.6% durante los ocho primeros meses del año y 4.3% respecto a agosto 2015, siendo el incremento en agosto relacionado con el nuevo Precio a Nivel de Generación que se fija cada tres meses, y que es el resultado de la revisión de las ponderaciones del tipo de cambio, combustibles, precio del cobre y aluminio, entre otras variables.

El precio en barra promedio¹⁵ para septiembre 2016 fue de 43.6 USD/MWh (septiembre 2015: 41.3 USD/MWh) esta tarifa remunera los costos fijos y variables de las centrales de generación eléctrica e incluye la tarifa de sistema principal y garantizado de

⁹ Según el Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN, periodo 2016-2019.

¹⁰ Se exportó 37.88 MW a Ecuador a Septiembre 2016.

¹¹ Existen dos tipos i) de pasada, sólo aprovecha el movimiento del caudal, ii) de embalse, se beneficia de la creación de una represa.

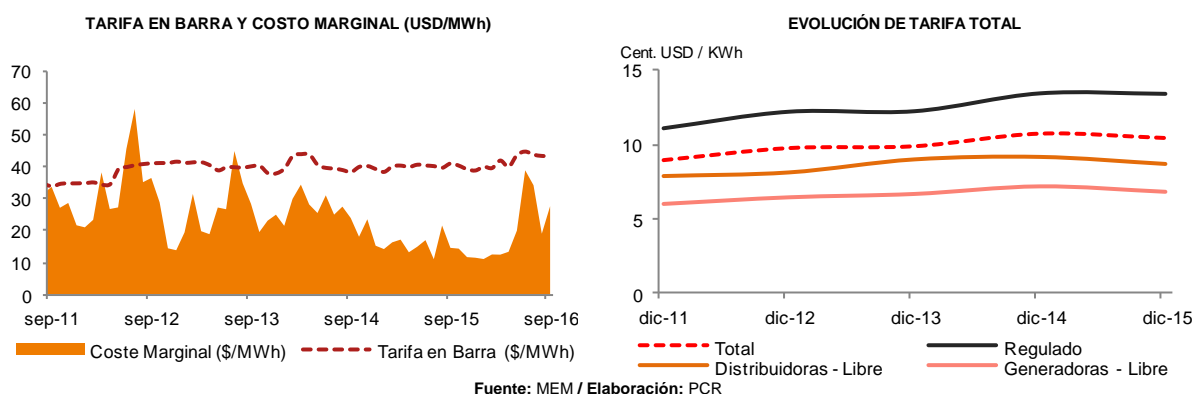
¹² El precio de Gas Natural en Boca de Pozo tiene un precio fijo máximo de 1 USD/MMBTU determinado en el Contrato de Licencia de explotación del Lote 88 de Camisea para los generadores eléctricos.

¹³ Frecuentes precipitaciones, lo cual eleva el caudal de los ríos.

¹⁴ Escasas precipitaciones.

¹⁵ Se regula anualmente,

transmisión. Por otro lado, el costo marginal promedio registrado a septiembre 2016 fue de 27.56 cent USD/MWh (septiembre 2015: 14.49 cent USD/MWh).



Proyectos de inversión

Las inversiones ejecutadas en el sector eléctrico han tenido un importante incremento a partir del 2009, evidenciando una tasa de crecimiento compuesta de 20.7% en los últimos 10 años. Los mayores montos invertidos se dieron principalmente en el subsector de generación, el cual presentó una tasa de crecimiento compuesta de 24.8% en los últimos 10 años, impulsado principalmente por empresas privadas, debido a las medidas tomadas por el Estado con el fin de incentivar las inversiones en el sector.

Los anuncios de proyectos de inversión privada para los años 2016 y 2018 ascienden a USD 33.13 mil MM con información a septiembre 2016, de los cuales, el sector energía representa el 12.0% del monto inversión prevista, por debajo del sector minero (26.9%), el sector de hidrocarburos (14.6%) y el sector de infraestructura (15.2%)¹⁶. Si bien se observa una baja participación de la generación a partir de RER, el Gobierno espera que se incremente considerablemente para los años 2020 y 2021. Para ello, a través del Plan Energético Nacional, el Estado fomenta el desarrollo de centrales hidroeléctricas y de generación de energías renovables no convencionales (solar, eólica, entre otras). En este sentido, la mayoría de los principales anuncios de proyectos de inversión comprenden centrales hidroeléctricas. Asimismo, durante el mes de agosto 2016 se anunció la puesta en operación comercial de la Central Hidroeléctrica Cerro del águila (Potencia instalada: 525 MW) cuya inversión aproximada ascendió a USD 948 MM. Del mismo modo, el anuncio del proyecto del Parque Eólico Samaca es una muestra del compromiso por el desarrollo de energías no convencionales en el país. Asimismo el Grupo Enel proyecta comenzar la operación de tres centrales de generación de energía renovable para finales del 2018

PRINCIPALES ANUNCIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO: 2016-2018

Empresa	Proyecto de inversión
Isolux	Línea de Transmisión Moyobamba-Iquitos
Corsan-Covian	Central Hidroeléctrica Molloco
Luz del Sur	Central Termoeléctrica Pacífico Sur
Generación Eléctrica Las Salinas	Parque Eólico Samaca
Termochilca	Central Térmica Domingo Olleros – Ciclo Combinado

Fuente: BCRP / Elaboración: PCR

Aspectos Fundamentales

Reseña

El origen de Enel Generación Perú se remonta a la constitución de Empresas Eléctricas Asociadas en el año 1906, empresa privada dedicada a la generación, transmisión y distribución de electricidad, la cual fue estatizada en el año 1974. Luego, mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, el Estado Peruano aprobó la separación de la compañía estatal (Electrolima) en tres diferentes unidades de negocio (generación, transmisión y distribución). Es por ello que en enero de 1994, se crea la Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (EDEGEL), dedicada únicamente al negocio de generación eléctrica de Electrolima.

El 30 de noviembre de 1995, Edegel fue transferida al sector privado a raíz de la venta del 100% de las acciones de clase "A" al consorcio Generandes, lo que finalmente dio lugar en 1996 a la constitución de una nueva sociedad, denominada Edegel S.A. (Edegel), que absorbió los activos y pasivos correspondientes a la generación de electricidad. En este proceso, la Compañía adquirió el Convenio de Estabilidad Jurídica que el Estado Peruano había celebrado con Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.

Posteriormente, en el año 1998 se llevó a cabo la modificación de su estatuto social con el fin de adaptarse a su condición actual de sociedad anónima abierta, con lo cual cambió su razón social a Edegel S.A.A. (en adelante, Edegel). En junio de 2006, se dio la fusión por absorción de Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (Etevensa) – empresa perteneciente a Endesa Chile- por parte de Edegel. A raíz de la fusión, Edegel añadió la planta termoeléctrica de Ventanilla a su portafolio de generación eléctrica, mientras que se hizo responsable de las obligaciones resultantes de la adjudicación. En

¹⁶ Reporte de Inflación (BCRP) a Setiembre 2016.

octubre de 2016, mediante Junta General de Accionistas, se aprobó la modificación del estatuto social como consecuencia del cambio de denominación social; la denominación pasó a ser Enel Generación Perú S.A.A.

Subsidiaria

El 14 de abril del 2000, Edegel (ahora Enel Generación Perú) y Peruana de Energía S.A. (en adelante, Perené), firmaron un acuerdo de asociación con el objeto de desarrollar los proyectos hidroeléctricos de Yanango y Chimay. Posteriormente, dicho contrato fue resuelto, con lo que Enel Generación Perú se convirtió en la propietaria de ambos proyectos, mientras que Perené pasó a ser un financista de los mismos. El 01 de diciembre de 2005, Perené solicitó la constitución de una empresa con los activos, pasivos y derechos de ambas centrales, por lo que Chinango S.A.C. (en adelante, Chinango) fue constituida mediante escritura pública el 24 de marzo de 2008, con el objetivo de llevar a cabo actividades de generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica. Chinango entró en operación el 31 de mayo de 2009. Enel Generación Perú posee el 80% del capital social de Chinango y el 20% restante es propiedad de Perené.

Grupo económico

Enel generación Perú, matriz de Chinango, pertenece al grupo Generandes Perú S.A. (en adelante, Generandes), empresa dedicada a actividades relacionadas con la generación eléctrica, directamente o a través de sociedades con objeto social similar, y a adquirir, mantener, explotar y vender inversiones en activos de sociedades dedicadas a generación eléctrica; su actividad actualmente es ser titular del 54.20% de las acciones de la empresa.

Generandes pertenece al Grupo Económico Enel S.p.A (en adelante, Enel), a través de las subsidiarias Enel Latinoamérica S.A. y Enersis Latinoamérica S.A. Enel es la empresa más grande de Italia dedicada a la producción y distribución de electricidad y gas natural. Sus principales operaciones se concentran en Europa, América Latina (a través de Endesa) y América del Norte, asimismo, cuenta con presencia en África. Cuenta con una clasificación internacional de largo plazo Baa2 (perspectiva estable), BBB (perspectiva positiva) y BBB+ (perspectiva estable).

Es de mencionar que dentro del Grupo se está llevando a cabo una reorganización societaria, mediante la división de Enersis¹⁷, una de las principales multinacionales eléctricas de Latinoamérica, con el fin de separar las actividades de generación y distribución en Chile y el resto de operaciones fuera del mencionado país. El objetivo de la reorganización es resolver duplicidades y redundancias derivadas de la compleja estructura societaria actual. De darse la posible reorganización, los accionistas mantendrían en las sociedades resultantes de las divisiones realizadas una participación idéntica a la que tuvieron con anterioridad. El inicio del análisis de la reorganización se inició en abril 2015, mientras que en julio de dicho año se resolvió que de aprobarse la separación de actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades realizadas fuera del mismo, la reorganización se realizaría mediante la creación de nuevas divisiones de Chilectra y Endesa Chile a las cuales se les asignaría los activos y pasivos que tengan fuera de Chile. Asimismo, se daría la división de Enersis bajo el mismo criterio, creando Enersis Américas. Posteriormente, Enersis Américas absorbería por fusión las nuevas divisiones de Chilectra y Endesa Chile con operaciones fuera de Chile. Finalmente, en diciembre 2015, se informó la aprobación de la división de Endesa Chile en dos sociedades surgiendo de esta División, Endesa Américas (Ahora Enel Américas S.A.).

Se resalta que las operaciones derivadas de la reorganización no requerirían aportes adicionales de recursos por parte de los accionistas, y no tendría impacto alguno en las operaciones de Enel Generación Perú, salvo la transferencia directa y/o indirecta de acciones emitidas por la Compañía entre empresas pertenecientes al Grupo Enel, esto sin alterar la unidad de decisión y control dentro de Enel Generación Perú.

El 03 de setiembre del 2014 Enersis S.A. (perteneciente al Grupo Enel) adquirió la totalidad de las acciones de las que INKIA Americas Holding era titular indirectamente en Generandes S.A. (a través de Southern Cone Power Perú), equivalentes al 39.01% de las acciones emitidas por esta última, con lo cual el Grupo Enel es propietario del 100% de las acciones de Generandes.

Accionariado

Al 30 de setiembre de 2016 la composición accionaria es la siguiente:

ESTRUCTURA ACCIONARIAL			
Accionista	Participación	Nacionalidad	Grupo Económico
Generandes Perú S.A.	54.20%	Peruana	Enel
Endesa Americas S.A.	29.40%	Chilena	Enel
Otros accionistas	16.40%	-	-

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

En febrero de 2016 se informó la transferencia de acciones representativas de capital social de Endesa Chile a Endesa Americas S.A. bajo el marco de la reorganización societaria que se está llevando a cabo dentro del Grupo Enel.

Directores y Plana Gerencial

En enero de 2015, se aceptó la renuncia del Sr. Ignacio Blanco Fernández como Presidente del Directorio, cargo que desempeñó por 5 años, y se procedió a nombrar al Sr. Carlos Temboury Molina como Director titular y Presidente del Directorio. El Sr. Temboury

¹⁷ Durante diciembre 2015, se rebajó la clasificación de riesgo de Enersis de Baa3 a Baa2 con perspectiva estable, dado que a raíz de la reorganización de la compañía, Enersis ya no tendrá acceso a las utilidades provenientes de Chilectra, así como de las empresas de origen Chileno que forman parte del Grupo.

es ingeniero industrial, con más de 20 años de experiencia en el sector eléctrico, los que incluyen al Grupo. Ha desempeñado su labor en España, Italia, Francia e Irlanda, resaltando que en este último ocupó también la posición de *Country Manager*. Los miembros del Directorio poseen amplia experiencia en el sector eléctrico, así como en los sectores de comercio e industria, asimismo, gran parte de sus miembros desempeñan cargos en el Grupo Endesa.

El Sr. Francisco Pérez Thoden se desempeña como Gerente General desde mayo 2013, cabe resaltar su experiencia en el sector eléctrico, así como su carrera profesional en el Grupo Endesa desde el año 1986. Los miembros de la plana gerencial ostentan una vasta experiencia en el sector eléctrico y en el sector financiero. Desde julio 2015, el Sr. Paolo Pescarmona se desempeña como Gerente de Finanzas. Cuenta con una vasta experiencia ocupando cargos gerenciales relacionados a administración, finanzas y control; asimismo, desde el año 2000 ha ocupado diversos cargos en el Grupo Enel en Italia. Se resalta que forma parte del Directorio de Edelnor desde el 2013, y es Gerente Económico Financiero desde abril 2015. Tanto los miembros del Directorio como de la estructura administrativa cuentan con una adecuada solvencia económica.

Al 30 de setiembre de 2016 la composición es la siguiente:

COMPOSICIÓN DE DIRECTORIO Y ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA					
Directorio			Plana Gerencial		
Carlos Molina Temboursy	Presidente	Enero 2015	Francisco Pérez T.	Gerente General	Mayo 2013
Francisco Pérez T.	Vice Pte	Setiembre 2014	Daniel Abramovich A.	Gerente Asesoría Legal	Noviembre 2011
Daniel Abramovich Ackerman	Secretario	Abril 2014	Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Adm. y Control (e)*	Enero 2005
Paolo Pescarmona	Director	Marzo 2015	Paolo Pescarmona	Gerente de Finanzas	Julio 2015
Joaquín García Calderón	Director	Marzo 2015	Carlos Rosas Cedillo	Gerente Comercial	Diciembre 2010
Rocío Pachas Soto	Director	Marzo 2013			
Claudio Herzka Buchdahl**	Director	Marzo 2013			
Rigoberto Novoa Velásquez	Director	Marzo 2016			

*Encargado **Director Independiente

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Desarrollos Recientes

- Con fecha 26 de octubre de 2016, se informó que Enel Generación Perú S.A.A. no efectuará el reparto de un segundo dividendo a cuenta de las utilidades del ejercicio 2016. Esto acorde con la política de dividendos, la cual indica que el segundo dividendo a cuenta es hasta el 50% de las utilidades acumuladas al tercer trimestre, luego de deducido el primer dividendo a cuenta. En este sentido, no corresponde repartir un segundo dividendo a cuenta.
- Con fecha 24 de octubre de 2016, mediante Junta General de Accionistas, se aprobó la modificación del estatuto social como consecuencia del cambio de denominación social. La denominación pasó a ser Enel Generación Perú S.A.A.
- Con fecha 28 de setiembre de 2016, se aprobó la fusión por incorporación de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas.
- Con fecha 21 de setiembre de 2016, se comunicó el acuerdo del Directorio de detener el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Curibamba de aproximadamente 190 MW, y se estableció, se dé de baja del activo los costos relacionados al mismo. Como consecuencia, se registró un gasto equivalente a PEN 72.92 MM.
- Con fecha 14 de setiembre de 2016, se informó el aumento de capital social por capitalización de parte de la reserva legal y de la totalidad de resultados acumulados por la suma de PEN 243.82 MM.
- Con fecha 21 de julio de 2016, se aprobó mediante Sesión de Directorio, la distribución del primer dividendo a cuenta de las utilidades que se obtengan del ejercicio 2016, por un monto de PEN 118.09 MM.
- Con fecha 19 de julio de 2016, se comunicó que Enel Generación Perú y su filial, Chinango, celebraron contratos de compraventa en virtud de los cuales se obligan a transferir a Conelsur LT S.A.C. sus líneas de transmisión de 220 kV y 60 kV a cambio de un pago que excede los US\$ 60 MM. El pago y la transferencia se produjeron el 01 de octubre de 2016.
- Con fecha 05 de julio de 2016, se comunicó la solicitud de Electroperú S.A. para dar inicio a un proceso arbitral relacionado a dos controversias vinculadas al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica celebrado en agosto de 2003.
- Con fecha 30 de junio de 2016, se comunicó la designación de la firma Caipo y Asociados S. Civil de R.L., asociada a KPMG, como auditores externos para el ejercicio 2016.

Operaciones y Estrategia

Operaciones

El giro de negocio de Enel Generación Perú y Subsidiaria (en adelante, EGP o la Compañía), es la generación y comercialización de energía y potencia. Actualmente cuenta con 9 Centrales de Generación. Las centrales hidroeléctricas¹⁸, tienen una antigüedad mayor a 40 años, a excepción de Yanango y Chimay, las cuales iniciaron sus operaciones en el año 2000. Por el lado de las centrales térmicas, la planta de Ciclo Combinado inició operaciones en el año 2006, resaltando que fue la primera central de dicho tipo en Perú –actualmente se cuenta con 3-, y la primera que utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Entre las ventajas más relevantes de una planta de Ciclo Combinado se encuentran la mayor eficiencia, lo cual tiene un impacto positivo en los costos variables y márgenes de rentabilidad de la empresa. Asimismo, este tipo de plantas contribuye a la conservación del medio ambiente, dado que sus emisiones son más bajas.

La Compañía mantiene una estrategia de diversificación en la generación eléctrica. Los dos tipos de centrales que posee, le otorgan una ventaja en lo que respecta a factores intrínsecos que afectan a las mismas, como en el caso de la generación

¹⁸ Cuenta con 3 hidroeléctricas de pasada –utiliza el flujo del río para generar energía - y 4 de embalse – utiliza reservas para la generación-.

hidráulica, debido a que enfrenta periodos de estiaje¹⁹ entre los meses comprendidos entre mayo a octubre, lo cual puede ser mitigado con generación térmica. En cuanto a los costos, la generación hidroeléctrica posee costos fijos altos, y costos variables bastante bajos, mientras que lo contrario sucede para la generación termoeléctrica (costos fijos bajos y costos variables elevados).

CENTRALES DE GENERACION			
Centrales Hidroeléctricas	Ubicación	Río – Cuenca - Embalse	Caudal
Huinco	Lima - Huarochirí	Santa Eulalia - Marcapomacocha	25 m ³ /seg
Matucana	Lima - Huarochirí	Rímac - Yuracmayo	15.8 m ³ /seg
Callahuanca	Lima - Huarochirí	Rímac – Santa Eulalia	23 m ³ /seg
Moyopampa	Lima - Lurigancho	Rímac – Santa Eulalia	17.5 m ³ /seg
Huampani	Lima - Lurigancho	Rímac – Santa Eulalia	21 m ³ /seg
Yanango**	Junín – San Ramón	Tarma - Yanango	20 m ³ /seg
Chimay**	Junín - Jauja	Tulumayo	82 m ³ /seg
Centrales Térmicas	Ubicación	Plantas	Combustible
Santa Rosa	Lima - Lima	UTI – Ciclo Abierto	Diesel 2 / Gas natural
Ciclo Combinado Ventanilla	Lima - Callao	Ciclo Combinado	Gas natural

** Propiedad de Chinango S.A.C.

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Para la producción termoeléctrica, la compañía utiliza principalmente gas natural como insumo, por lo que está sujeta a la variación de sus precios internacionales. Para minimizar los riesgos que se derivan de las fluctuaciones de sus cotizaciones, Enel Generación Perú y Subsidiaria mantienen un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo) con Pluspetrol, asumido por Enel Generación Perú tras la absorción de Etevensa, el cual vencerá en agosto de 2019, y le permite obtener una fuente energética relativamente barata frente a otras como el *diesel* para el abastecimiento de sus plantas termoeléctricas. Asimismo, la logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú (vence en enero de 2034) y con Gas Natural de Lima y Callao (vence en agosto de 2019). En lo que respecta a gestión de la calidad, las operaciones de Enel Generación Perú cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Esta norma regula principalmente la calidad del producto y de suministro. Dentro de los parámetros más importantes que se controlan son la tensión, frecuencia, perturbaciones y las interrupciones de suministro.

Clientes y contratos de suministro

Enel Generación Perú y Subsidiaria se ubica como una de las compañías líderes de generación eléctrica bruta en el Perú, lo cual le permite suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. La venta de energía se realiza a clientes regulados licitados y no licitados, a clientes libres, y en el mercado spot. En este último, se da transferencias de potencia y energía entre generadores a precios spot fijados por el COES acorde con la LCE y su Reglamento.

La Compañía cuenta con 71 contratos de suministro de energía con clientes regulados (representan más del 50% del total de la potencia contratada), de los cuales 14 son con su relacionada Edelnor; el plazo se ubica entre 5 y 12 años, y la potencia máxima se encuentra en un rango de 0.3 MW a 166.7 MW. Por otro lado, cuenta con 70 contratos con clientes libres cuyos plazos fluctúan entre 1 y 28 años, con una potencia contratada que oscila entre 0.21 MW y 160 MW. Durante el 2016 entraron en vigencia aproximadamente 13 contratos, mientras que para el 2017 sería una cantidad mayor. Es de mencionar que Edelnor y Luz del Sur representan conjuntamente un porcentaje considerable de la potencia total de clientes regulados, no obstante, sus contratos tienen una duración de alrededor de 9 años, mientras que por el lado de los clientes libres resaltan las compañías mineras Votorantim y Chinalco, las cuales representan la porción más representativa, y mantienen contratos con un vencimiento promedio de 5 años. La cartera de la Compañía se encuentra diversificada en diversas industrias, entre las que resalta el sector minero, distribuidores eléctricos, industria química, metalmecánica y textil. La participación en diversos sectores económicos la protege de retrocesos y estacionalidades que los puedan afectar.

Es de mencionar que EGP y subsidiaria mantienen contratos de mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que un porcentaje considerable de vencimientos se darán en el 2025.

Capacidad y Generación de Energía

Perú a lo largo de los años ha tenido un buen desempeño económico, el cual si bien muestra signos de ralentización, se mantiene con uno de los mejores desempeños de la región, lo cual va de la mano con una mayor demanda eléctrica y por ende una mayor producción. Luego de un periodo de crecimiento continuo y una participación estable de la generación eléctrica de Enel Generación Perú y Subsidiaria en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), su generación bruta presentó dos periodos de disminución (2012-2013), lo cual se debe en parte al término de contratos con clientes importantes, así como del retiro temporal de la unidad TG7 (Westinghouse) perteneciente a la central térmica Santa Rosa, a partir de junio 2013. La potencia efectiva de Enel Generación Perú y Subsidiaria se ubica entre las mayores del SEIN y generó 17.9% del total de energía del Sistema. Cabe mencionar que el reemplazo de la turbina TG7 entró en operación comercial desde el 5 de diciembre de 2014, lo que le permite aportar 121 MW adicionales al sistema eléctrico.

La Compañía cuenta con 21 lagunas, las cuales se derivan vía túneles y canales, lo que le permite regular el caudal para generación y para abastecimiento de agua. La estacionalidad en la generación de energía, en lo que respecta a producción hidroeléctrica que se observa entre los meses de mayo a octubre, se debe a la época de estiaje; sin embargo, al contar con

¹⁹ Nivel de caudal mínimo alcanzado, a causa de escasez de lluvias

centrales tanto de pasada como de embalse, el efecto se mitiga. Por otro lado, en dichos meses se presenta un incremento en los costos, dado que las centrales térmicas generan más energía en dichas épocas.

CENTRALES DE GENERACION				
Centrales	Potencia Efectiva (MW)		Factor de Carga (%)**	
	Set-16	Set-15	Set-16	Set-15
Centrales Hidroeléctricas	786.9	783.2	62.0	71.5
Huinco	267.8	267.8	48.2	57.3
Matucana	137.0	137.0	65.9	77.8
Callahuanca	84.2	84.2	80.7	87.2
Moyopampa	69.2	69.1	91.1	95.8
Huampani	30.9	30.2	87.8	90.4
Yanango*	43.1	42.6	51.0	65.0
Chimay*	154.8	152.2	57.0	69.5
Centrales Térmicas	902.4	900.1	50.0	45.0
Santa Rosa	418.6	416.3	27.6	20.9
Ciclo Combinado Ventanilla	483.8	483.8	69.4	65.8
Total	1,689.3	1,683.2	55.6	45.0

*Propiedad de Chinango SAC ** Relación entre generación real de energía y generación máxima en un periodo de tiempo
Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Inversiones

Las inversiones de Enel Generación Perú y Subsidiaria se encuentran orientadas a mantener la fiabilidad de suministro. Entre las obras realizadas resaltan el mantenimiento e inspección de turbinas, mantenimiento de interruptores y puesta en servicio de nuevos sistemas de monitoreo.

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

La Compañía recibe ingresos principalmente de la venta de energía (63.3% a setiembre 2016), así como por potencia y peaje (35.9%); ambas fuentes dependen de la capacidad de generación de las centrales de Enel Generación Perú y Subsidiaria, y de los contratos de suministro que mantiene tanto con clientes libres como con regulados. Los factores mencionados forman parte de las ventajas de EGP y Subsidiaria, dado que cuenta con una de las mayores potencias efectivas del SEIN²⁰, lo que se deriva en una posición privilegiada para la suscripción de contratos. Asimismo, se resalta que respecto a producción de energía en el SEIN, mantiene el segundo lugar con una participación de 17.9% del total. El porcentaje restante de ingresos (0.8%) corresponde a compensaciones²¹, COES, servicios de capacidad adicional²², entre otros.

El desempeño de sus ingresos durante el periodo de evaluación ha presentado una tendencia creciente a excepción del 2013 debido a que los mismos están en función del vencimiento de contratos, lo cual sucedió en el mencionado año (término de 24 contratos). Durante setiembre 2016, se observó un importante incremento de los ingresos (+S/ 120.9 MM; +9.0%) impulsado por el mayor consumo de energía y potencia de clientes libres principalmente, así como el incremento de las tarifas, además de los nuevos contratos que entraron en vigencia al periodo evaluado. Si bien en a los primeros seis meses del año la tasa de crecimiento fue considerablemente superior (+18.2%), esto fue mitigado por la ligera contracción presentada al tercer trimestre 2016 debido a la menor generación hidráulica derivado del Fenómeno del Niño, por lo que la tasa de crecimiento se ubicó por debajo del promedio de crecimiento compuesto 2010-15 (9.5%). Las ventas corresponden a una venta de energía de 6,424 GWh y venta de 1,105 MW de potencia (5,890 GWh, y 1,031 MW a setiembre 2015). EGP y Subsidiaria mantienen contratos importantes, los cuales tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se darán en el 2025. Se resalta que durante el 2015 vencieron 6 contratos, equivalentes a 6.3% del total de la potencia contratada, mientras que para el 2016 la potencia contratada de los contratos que entrarán en vigencia durante el año superan los vencimientos del año anterior. Es de mencionar que se espera un menor crecimiento de los ingresos de la Compañía, dado que el sector eléctrico está fuertemente correlacionado al desempeño de la economía, el cual ha presentado una considerable disminución de su tasa de crecimiento en contraste con periodos anteriores.

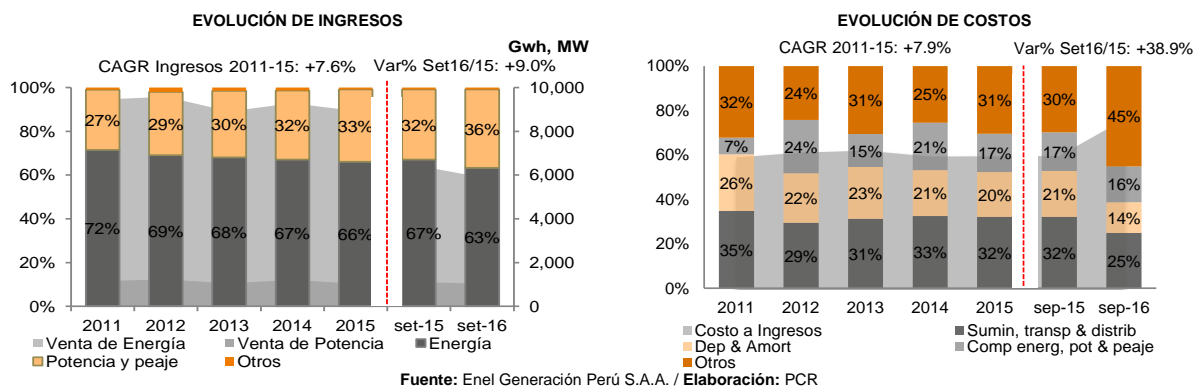
El costo de ventas muestra, al igual que los ingresos, una tendencia estacional debido a que en los meses de estiaje (entre mayo y octubre) se incrementa la generación termoeléctrica, lo que conlleva a una mayor estructura de costos, dado que ésta es más costosa que la hidroeléctrica, es por esto que usualmente en dicho periodo se presenta un crecimiento de los costos por encima de los ingresos. Es así que el margen bruto de EGP y Subsidiaria, es bastante variable, sustentado tanto en la estacionalidad presentada en la generación, como en la demanda de energía y el inicio y término de contratos de suministro.

La mayor parte del costo de ventas (54.8% del total) corresponde a i) suministro, transporte y distribución relacionados a gas natural (24.9%), resaltando que es una fuente energética más barata, ii) compra de energía, potencia y peaje (16.1%), acorde con las mayores ventas, y iii) depreciación y amortización (13.8%), en línea con las necesidades de infraestructura requeridas por una empresa de generación eléctrica. La Compañía presenta una ventaja al contar con contratos de suministro de gas natural, dado que lo mantiene protegido de variaciones en su precio.

²⁰Al 2015 representó 17.5% del total de potencia efectiva del SEIN. Al 2013 contaba con la mayor potencia del SEIN (21.6% del total), no obstante a partir del 2014 fue desplazada por Enersur (al 2015 representa 19.3%).

²¹ Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión deben abonar a su propietario una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

²² Surge del ingreso a despacho en el sistema de centrales de emergencia.



A setiembre 2016 la variación del costo de ventas se ubicó por encima de la tasa de crecimiento compuesta para el periodo 2010-15 (38.9% vs. 7.9%, respectivamente), siendo esta variación mayor al crecimiento de los ingresos en 30 puntos porcentuales. El mayor costo de ventas deviene principalmente por el gasto generado por controversias relacionadas a la resolución de contrato con un cliente, con el cual se mantiene un proceso de arbitraje (+PEN 137.0 MM); este concepto es responsable de 44.8% del incremento del costo de ventas en contraste con el periodo similar del año anterior. Adicionalmente, se presentó incrementos significativos por el retiro del Proyecto Curibamba a fines del mes de setiembre, las mayores compras en el mercado spot explicado por el aumento del precio, el incremento de compensaciones de Energía Renovable²³, actualización de precios (determinado por COES), y la compensación por generación adicional²⁴, conceptos que representaron de forma conjunta 43.5% del incremento. Finalmente, el consumo de petróleo también se incrementó, esto de forma circunstancial debido al mantenimiento realizado en el ducto de transporte de gas. Como consecuencia, el resultado bruto se contrajo en PEN 191.4 MM (-35.1%), y el margen bruto se redujo en 16.4 puntos porcentuales respecto a setiembre 2015. De excluir los efectos de la baja de activos relacionados al Proyecto Curibamba y la controversia vinculada al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica entre EGP y Electroperú S.A., el costo de ventas se hubiera incrementado en PEN 103.9 MM (+13.0%), y el margen hubiera sido de 38.3%, inferior en 2.2 puntos porcentuales en contraste con setiembre 2015.

La generación de la compañía en términos operativos (EBITDA) mantiene una tendencia creciente desde el 2011²⁵, apoyado en el creciente resultado bruto. No obstante, los impactos circunstanciales del costo de ventas tuvieron como resultado una reversión de dicha tendencia tanto para la generación a setiembre 2016 como en términos anualizados. Los gastos operacionales de EGP y Subsidiaria evidencian un buen manejo, absorbiendo una proporción baja de los ingresos (promedio 2011-15: 3.4%). Los gastos administrativos a setiembre 2016 han tenido un crecimiento conservador, con lo cual se han mantenido estables respecto al porcentaje de ingresos que absorbe. De excluir los eventos circunstanciales antes mencionados, el EBITDA a setiembre 2016 hubiera experimentado un ligero incremento, generado por la menor proporción de gastos operaciones a ingresos respecto a setiembre 2015 (3.29% vs. 3.17%), no obstante, en términos anualizados, continúa siendo menor. El margen es inferior en 17.9 puntos porcentuales, mientras que sin los efectos la diferencia sería sólo de 3.7 pp.

Rendimiento Financiero

El resultado neto ha presentado un desempeño favorable a partir del 2011, sustentado principalmente en los mayores ingresos, y en menor medida en la constante disminución de los gastos financieros. Al 2015, se presentó una disminución excepcional del resultado (-S/ 88.6 MM; -15.9%), influenciado principalmente por la estimación de deterioro de cuentas por cobrar, lo cual tuvo un importante impacto en el margen operativo de la compañía²⁶. En este sentido, EGP ganó el proceso relacionado al cobro, el cual fue elevado al poder judicial. Si bien durante la primera mitad del 2016 se mantuvo el desempeño positivo del resultado, a setiembre se generó una importante contracción (-PEN 122.7 MM; -34.8%), a pesar del impacto favorable de la diferencia de cambio, los menores gastos financieros y mayores ingresos obtenidos fuera del core del negocio. Esta disminución se dio producto únicamente de los efectos circunstanciales antes mencionados, dado que de excluirse los mismos, el resultado se hubiera incrementado en PEN 85.7 MM (+24.3%), y el margen hubiera sido superior en 3.68 pp. (sin realizar ajustes disminuyó en 10.51 pp.).

Es de mencionar que durante el 2016, la Compañía percibió menores ingresos provenientes de empresas asociadas, dado que Enel Brasil no declaró dividendos a marzo 2016. Por otro lado, es de mencionar que en línea con el impacto de las compensaciones de energía renovable y generación adicional, los márgenes de EGP se mantengan por debajo de los presentados en periodos anteriores, no obstante, el nivel que mantienen es satisfactorio.

Los indicadores de rentabilidad presentan un crecimiento sostenido dentro del periodo evaluado apoyado en los niveles crecientes del margen neto y el uso eficiente de activos. Al 2014, se generó un ingreso extraordinario, lo cual aunado con la estimación por cuentas de cobranza dudosa, generaron que los indicadores del 2015 fueran menores, no obstante, los niveles se mantienen entre los más elevados del periodo de evaluación. A setiembre 2016, los indicadores se ubicaron por debajo de los presentados a setiembre 2015, como consecuencia del menor resultado neto, lo cual no pudo ser contrarrestado con el incremento en el uso

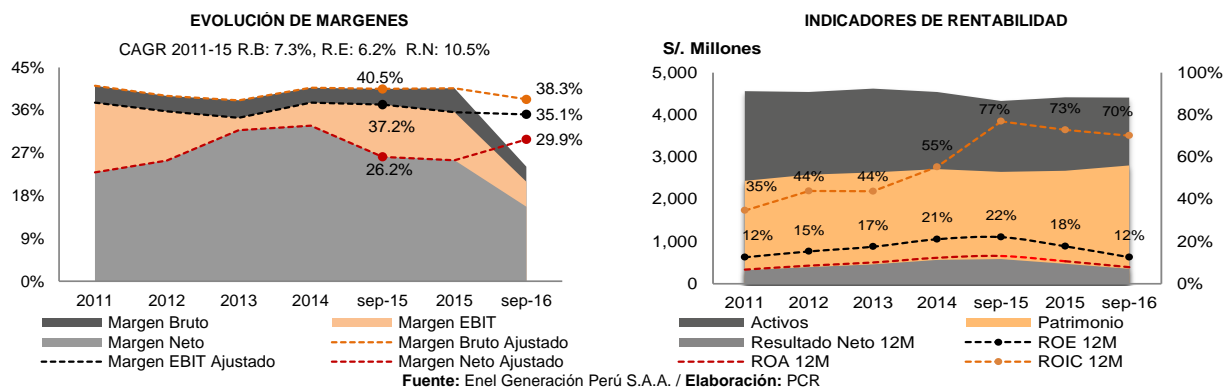
²³ En el 2015 ingresaron nuevas centrales renovables en el sistema, por lo que se incrementó el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

²⁴ Generación de centrales de emergencia, las cuales ante cualquier falla o imprevisto, ingresan a despacho en el sistema.

²⁵ A excepción del 2014 producto del término de contratos de suministro.

²⁶ Adicionalmente, estuvo afectado por el efecto extraordinario del recupero de intereses por contingencias presentado al 2014, y el incremento de la diferencia de cambio, el cual sin embargo, no representó un monto representativo respecto a los ingresos.

eficiente de activos. En cuanto al retorno sobre el capital invertido (ROIC), éste dentro ha mostrado un desempeño favorable dentro del periodo evaluado evidenciando una mayor rentabilidad, impulsado por el creciente resultado operativo, y en mayor medida por la importante disminución de las obligaciones financieras dentro del periodo de evaluación, sin embargo, a setiembre 2016 estuvo afectado por los motivos antes explicados. Es de mencionar que los activos fijos representan 78.6% de los activos totales, dada la importancia del CAPEX en empresas de generación eléctrica, sin embargo, durante el periodo de evaluación se presenta una disminución constante de los mismos derivado de una mayor depreciación de los activos respecto a las adiciones, lo cual fue más notorio a setiembre 2016 debido al retiro de activos del Proyecto Curibamba.



La Compañía se encuentra expuesta a las variaciones del tipo de cambio debido a sus pasivos financieros y en menor medida cuentas por cobrar a entidades relacionadas y cuentas por cobrar y pagar comerciales, resaltando el incremento de las pérdidas desde el ejercicio 2013 como consecuencia de la depreciación de la moneda nacional. La cobertura del riesgo de tipo de cambio de EGP y Subsidiaria se formula sobre la base de flujos de caja proyectados y busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados al Dólar con el nivel de activos y pasivos en dicha moneda. Asimismo, utiliza instrumentos financieros derivados para cubrirse del mismo. A setiembre 2016 la Compañía presentó una posición pasiva neta de USD 54.6 MM (USD 133.2 MM al 2015) y generó una ganancia por diferencia de tipo de cambio de PEN 2.7 MM (-PEN 12.7 MM al 2015), la disminución de la pérdida obedece al mayor efectivo mantenido y la menor deuda en Dólares Americanos. En este sentido, se resalta que la baja representatividad de la diferencia por tipo de cambio se debe a que las tarifas del sector eléctrico consideran la apreciación/depreciación del Dólar respecto a la moneda peruana, generando de esta manera un *hedge* intrínseco.

Liquidez

La Compañía ha venido mejorando sus niveles de liquidez a lo largo del periodo de evaluación, en línea con las menores obligaciones financieras, y los mayores ingresos por ventas, lo que le permite atender con mayor holgura sus obligaciones operativas. Los indicadores de liquidez de Enel Generación Perú y Subsidiaria presentan fuertes incrementos en algunos periodos consecuencia en parte de dividendos declarados por empresas vinculadas y en el año 2014 por el monto correspondiente al siniestro de la Central Térmica Santa Rosa. Es de mencionar que el indicador para las compañías de generación eléctrica se ubican usualmente por debajo de la unidad, esto ligado al *core* del negocio, el cual al ser intensivo en CAPEX genera un nivel de obligaciones financieras acorde con esta característica, por lo que en los pasivos circulantes se observan montos importantes correspondientes a la parte corriente de la deuda de largo plazo.

A setiembre 2016 se observó un incremento del indicador de liquidez, el cual fue igual a la unidad llegando a ser el ratio más elevado sin considerar el efecto circunstancial del 2014. Esto obedece casi totalmente al incremento del disponible, el cual se encontró en niveles bajos en contraste con años anteriores a partir del 2015 hasta junio 2016 causa de la importante amortización de deuda, así como por el desembolso realizado para la compra y desarrollo de activos intangibles²⁷ de periodos anteriores. La mejora a setiembre 2016 se explica en mayor medida por el menor pago de dividendos, y en menor medida por la cobranza de la cartera con antigüedad mayor a 30 días, correspondiente a la facturación a Cajamarquilla - Votorantim. Por el lado de los pasivos circulantes, se observó un crecimiento considerablemente inferior al de los activos corrientes, impulsado por la provisión que mantiene la Compañía por la controversia con Electroperú, la cual ascendió a PEN 144.1 MM. Ajustando el pasivo circulante por dicho monto, se obtendría una disminución de PEN 133.1 MM (-22.0%), producto principalmente de la menor porción corriente de la deuda de largo plazo, lo cual conllevaría a un indicador de liquidez de 1.31 veces. Considerando las cuentas con mayor facilidad de conversión, el ratio de liquidez presentó un comportamiento similar al indicador general, y pasó de 0.76 veces al 2015 a 0.87 veces a setiembre 2016).

Respecto al desempeño del indicador, se destaca que 39.6% tiene vencimiento menor a un año, mientras que para los siguientes periodos la proporción es menor por lo que se espera una menor presión de liquidez. Tomando en cuenta el cronograma de vencimiento de pasivos²⁸, durante el primer semestre del año se observó una importante concentración lo cual se derivaba en una mayor presión sobre la liquidez de la Compañía en el plazo menor a un año, contrastando con periodos anteriores, no obstante, esto se revirtió a setiembre 2016, periodo en el cual el monto ascendió a PEN 392.6 MM (PEN 528.8 MM al 2015). EGP y subsidiaria contaron a setiembre 2016 con un monto de Caja ascendente a PEN 311.6 MM, (PEN 86.3

²⁷ Corresponde a derechos y concesiones, incluye el proyecto Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica.

²⁸ Incluye deuda financiera, cuentas por pagar comerciales, a relacionadas y diversas.

MM al 2015 y 72.7 MM a junio 2016), y líneas de crédito disponibles y comprometidas por PEN 599.0 MM (PEN 585.4 MM al 2015), con lo cual haría frente a los mencionados vencimientos. De esta forma, se esperaría una liberación de las presiones sobre la liquidez para plazos mayores, en línea principalmente con la importante disminución esperada de la porción corriente de la deuda de largo plazo.

El adecuado nivel de liquidez de la Compañía se sustenta adicionalmente en el plazo holgado entre el cobro a sus clientes y el pago a sus proveedores, el cual presentó una cifra considerablemente mayor en los periodos 2013-14 debido al menor periodo medio de pago como consecuencia de los contratos de mantenimiento y provisión de repuestos para las turbinas de las plantas Ventanilla y Santa Rosa, además del incremento del monto a pagar por trabajos en curso relacionados al siniestro en la Central Térmica Santa Rosa, dado que el pago de estos se dio en función de las horas de operación de las plantas térmicas. Esta situación contrasta con lo observado a setiembre 2016, periodo en el cual presentó un ciclo financiero desfavorable como consecuencia del incremento del deterioro del valor de cuentas por cobrar comerciales, generada por la facturación a Votorantim, uno de los principales clientes de la compañía, el cual se regularizó a setiembre. El ratio figura desfavorable ya que se considera el promedio de cuentas por cobrar comerciales del año, no obstante, tomando en cuenta el nivel de dicho concepto a setiembre 2016, la Compañía mantiene el plazo holgado respecto al ciclo de conversión neto.

EGP y Subsidiaria se beneficia del Sistema de gestión financiera de circulante entre las compañías del grupo Enel en Perú (*cash pooling*)²⁹, mediante la realización de préstamos a fin de optimizar los excedentes de caja, los préstamos entre subsidiarias se realizan a tasas similares a las del mercado. Adicionalmente, se resalta el importante monto de líneas disponibles y comprometidas, lo cual le permite afrontar sus necesidades de liquidez de manera eficiente en caso se presentaran.

PCR considera que el nivel de liquidez mantenido por Enel Generación Perú y Subsidiaria es adecuado, y se fortalece por su poder de negociación, sustentado en su capacidad de generación y potencia, lo que se traslada en un ciclo de conversión cómodo. Adicionalmente, la disminución de la deuda de la Compañía, junto con los mayores ingresos contribuirá al fortalecimiento de la misma, asimismo, sus líneas de crédito comprometidas le brindan flexibilidad y rapidez en caso sea necesario mayor financiamiento.

Solvencia

La deuda financiera de Enel Generación Perú y Subsidiaria representa 28.7% de sus pasivos, porcentaje que ha presentado una tendencia principalmente decreciente en línea con la amortización de la misma. Sus obligaciones están compuestas principalmente por i) préstamos bancarios (41.7%), los cuales presentaron una fuerte disminución en línea con el vencimiento de un préstamo con Bank Of Nova Scotia, ii) bonos corporativos (39.5% del total de la deuda financiera), porcentaje inferior al presentado al 2015 debido al vencimiento de dos emisiones, y iii) un contrato de arrendamiento financiero (18.8%) suscrito con Scotiabank para la construcción de una planta de ciclo abierto en la Central Térmica Santa Rosa. Los tres componentes de la deuda financiera total presentaron importantes disminuciones. Es de mencionar que dado que 89% de la deuda se encuentra denominada en Dólares, la depreciación del Sol impacta en el monto de deuda registrado en el balance.

El menor nivel de deuda financiera conlleva a una mejor solvencia, reflejado en el nivel de apalancamiento de la Compañía, el cual ha presentado una tendencia decreciente en línea principalmente con la amortización de los Bonos Corporativos. A setiembre 2016 se observó una reducción del apalancamiento producto principalmente del decrecimiento de la deuda (-PEN 169.2 MM; -26.9%), y en menor medida por el fortalecimiento del patrimonio (+PEN 123.8 MM; +4.6%), en línea con la capitalización de parte de la reserva legal y resultados acumulados por la suma de PEN 243.82 MM. De no tomar en cuenta los ingresos diferidos relacionados al uso de instalaciones hidráulicas³⁰, el indicador pasaría de 0.57 veces a 0.54 veces. Por su parte, el ratio de deuda financiera a patrimonio también presentó una mejora, adicionalmente, la mejora se generó en parte dado que al 2015, el patrimonio disminuyó afectado principalmente por diferencias de cambio por conversión de operaciones en el extranjero.

Respecto a la exposición a tasas de interés, 59% de la deuda financiera que mantiene está pactada a tasa fija (60% al 2015); asimismo, acorde con las estimaciones realizadas por la compañía, variaciones de +/- 0.5% de las tasas de interés tendrían un efecto mínimo para sus resultados. De este modo, la exposición contable de la deuda a tasa fija no es significativa dado que las tasas pactadas no difieren de forma significativa al promedio del mercado.

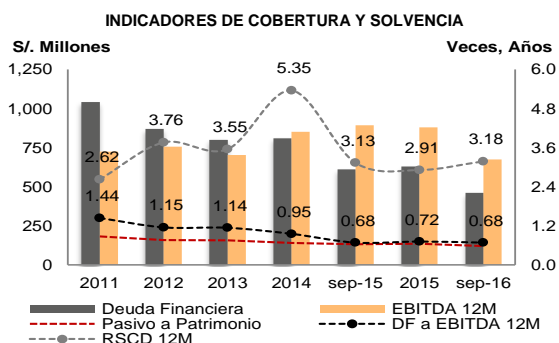
La Compañía no posee una política activa de capitalizaciones, aumentando su patrimonio principalmente por los resultados del ejercicio y disminuyendo circunstancialmente con el reparto de dividendos, no obstante, se encuentra en un nivel adecuado de solvencia, por lo que el fuerte monto del Quinto Programa de Bonos Corporativos no presenta un problema. Esta afirmación se soporta en el bajo periodo de cancelación de la deuda financiera únicamente con su generación operativa, el cual ha venido mejorando durante el periodo de evaluación debido a la disminución de la deuda, así como la creciente generación (a excepción del presente corte en evaluación), y a setiembre 2016 fue de 0.68 años (2015: 0.72 años)³¹. El ratio de servicio de cobertura de deuda ha presentado un comportamiento favorable a lo largo del periodo de evaluación, a excepción del 2015 debido al importante importe relacionado a la parte corriente deuda de corto plazo. A setiembre 2016 el indicador mejoró (pasó

²⁹ La línea de crédito para las operaciones de *cashpooling* es por USD 90.50MM o su equivalente en Soles, por un plazo máximo de 18 meses.

³⁰ Corresponde a derechos y concesiones, incluye el proyecto Huascacocha, el cual permite a la Compañía contar con un mayor caudal de agua para el desarrollo de sus actividades de generación de energía eléctrica.

³¹ Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.

de 2.91 veces a 3.18 veces)³² favorecido únicamente por la disminución de la deuda. En este sentido, durante el 2016 vence 39.6% de la deuda estructural, mientras que en los siguientes años la proporción es menor, por lo que se espera una mejora en el indicador (sin tomar en cuenta efectos extraordinarios). A criterio de PCR, EGP y Subsidiaria posee una holgada cobertura de sus obligaciones financieras de corto plazo y un buen nivel de solvencia financiera.



CRONOGRAMA VTO DE DEUDA ESTRUCTURAL (S/ MM) A SETIEMB. 2016*

Período	Monto	Porcentaje
Menor a 1 año	182.6	39.6%
1-2 años	129.2	28.1%
2-3 años	55.7	12.1%
3-5 años	34.0	7.4%
Mayor a 5 años	59.0	12.8%

*Incluye monto correspondiente a Instrumentos Financieros Derivados

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Como consecuencia de la emisión de bonos, la Compañía debe mantener un índice de endeudamiento³³ por debajo de 1.50 veces, el cual cumple de manera sobresaliente (0.10 veces a setiembre 2016) acorde con el cálculo para el 3er y 4to Programa de Bonos. Asimismo, debe mantener un nivel de deuda financiera a patrimonio menor a 1.50x y un indicador de deuda a EBITDA³⁴ menor a 4 años (0.16 veces y 0.65 años a setiembre 2016 respectivamente) para el contrato de arrendamiento financiero. Adicionalmente, su Subsidiaria debe mantener un nivel de deuda neta a EBITDA³⁵ menor a 3 años, y un indicador de deuda financiera neta a patrimonio menor a 1.50x (0.89 años y 0.31 veces a setiembre 2016, respectivamente). Todos los *covenants* son de cumplimiento trimestral. Es de mencionar que en marzo 2013 EGP aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos por un monto máximo de USD 350 MM. PCR considera que el elevado monto del programa no se traduciría en un deterioro del perfil crediticio de la compañía.

Respecto al efecto del tipo de cambio, y resaltando las proyecciones de depreciación del Sol, es importante considerar que dentro del cálculo de las tarifas eléctricas, está incluido el efecto del Dólar sobre los costos, generando de esta manera un *hedge* natural. Al respecto, los costos de origen termoeléctrico³⁶ (43% del total de costos de generación), dependen de la cotización del Dólar, en este sentido, se resalta que ante la variación del tipo de cambio, las tarifas del sector eléctrico han presentado incrementos con el fin de neutralizar dicho efecto, así como por las nuevas inversiones realizadas en el sector. PCR considera que el esquema de deuda financiera es adecuado para su estructura de costos e ingresos, por lo que la volatilidad cambiaria no representa un riesgo sobre la solvencia a largo plazo de EGP y Subsidiaria. Por otro lado, con el fin de cubrirse de fluctuaciones en la tasa LIBOR, sobre el arrendamiento financiero con Scotiabank y un préstamo bancario (mantiene tres créditos a tasa variable, los cuales representan 38.5% del total de la deuda financiera), la Compañía mantiene *swaps* de tipo de interés de largo plazo con diversas instituciones financieras y que cubren un monto notional de USD 22.4 MM.

Instrumentos Clasificados

Bonos Corporativos

EGP mantiene en circulación bonos corporativos correspondientes a dos programas de emisión (Tercer y Cuarto Programa), mientras que en marzo de 2013 aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos. El objeto de dichas emisiones de deuda es el financiamiento de las obligaciones del Emisor en general, incluyendo pero sin limitarse a i) financiamiento de inversiones, ii) refinanciamiento del pago parcial o total de su deuda, iii) atención de las necesidades de capital de trabajo y iv) cualquier otro destino que se defina.

PROGRAMAS DE EMISIÓN INSCRITOS AL 30.09.16

Tercer Programa de Bonos				
Aprobación por Junta General de Accionistas: 9 de junio de 2005				
Monto máximo aprobado: \$100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
	1ra Emisión	3ra Emisión	8va Emisión	11ra Emisión
Monto de la Emisión	S/ 50,000,000	S/25,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 9,523,810
Monto en Circulación	S/ 25,000,000	S/25,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 8,166,000
Serie	A	A	A	A
Tasa de interés	6.3125%	6.2813%	6.3438%	7.7813%
Pago de intereses	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Fecha de colocación	20-jun-07	02-jul-07	24-ene-08	19-ene-09
Fecha de redención	21-jun-22	03-jul-19	25-ene-28	20-ene-19
Cuarto Programa de Bonos				
Aprobación por Junta General de Accionistas: 31 de marzo de 2008				
Monto máximo aprobado: \$100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
	4ta Emisión	5ta Emisión		
Monto de la Emisión	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000		
Monto en Circulación	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000		

³² Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.

³³ Neto de caja, hasta un monto por \$50 MM. Para la conversión, se utilizó el tipo de cambio bancario de compra a fin de mes calculado por el BCR.

³⁴ Calculado con EEFF Individuales de Enel Generación Perú.

³⁵ Calculado con EEFF Individuales de Chinango.

³⁶ incluyen compra de energía, potencia y peaje, costos por gas natural y el consumo del petróleo.

Series	A	A
Tasa de interés	6.4688%	5.7813%
Pago de intereses	Semestral	Semestral
Fecha de colocación	27-Ene-10	29-Sep-10
Fecha de redención	28-Ene-18	30-Sep-20

Quinto Programa de Bonos

Aprobación por Junta General de Accionistas: 22 de marzo de 2013
Fecha de inscripción: 23 de setiembre de 2013. Vigencia: 2 años a partir de la inscripción del programa, prorrogado durante el 2015 por 2 años más.
Monto máximo aprobado: \$350 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)

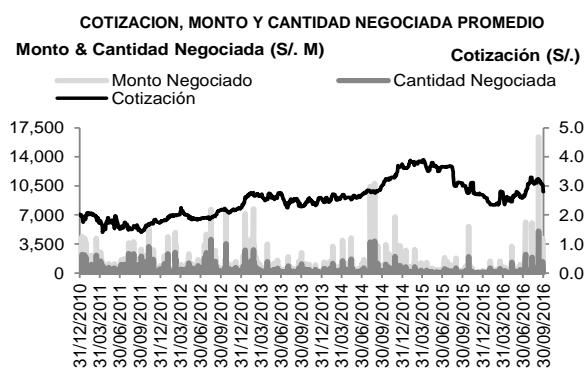
Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Resguardos adicionales:

- No acordar la aplicación de utilidades para la distribución de dividendos, no acordar el pago de dividendos ya sea en dinero o especie (salvo los provenientes de capitalización de utilidades o reservas) ni pagar suma alguna o entregar bienes muebles o inmuebles, dinero, derechos, obligaciones, valores mobiliarios y demás a sus accionistas y/o afiliadas y/o subsidiarias por tal concepto en caso que se produzca un evento de incumplimiento y mientras éste no haya sido subsanado.
- No realizar cambios sustanciales en el giro de su negocio sin la aprobación previa de la Asamblea General de Obligacionistas.
- No transferir o ceder toda o parte de la deuda que asuma como consecuencia del Cuarto Programa a menos que exista un acuerdo favorable por parte de la Asamblea General de obligacionistas.

Acciones Comunes

El capital social de EGP está compuesto por 2,616,072,176 acciones comunes (2,293,668,594 al 2015), íntegramente suscritas y pagadas con derecho a voto a valor nominal de S/ 0.88. Su cotización promedio se ha incrementado constantemente durante el periodo de evaluación, y presenta un bajo coeficiente de variabilidad, y desviación estándar, lo que indica un crecimiento sólido; el desempeño favorable de las acciones ha traído consigo un fuerte incremento del patrimonio bursátil. No obstante, durante el 2016 se presentaron contracciones y mayor volatilidad de la cotización.



Fuente: BVL / Elaboración: PCR

A setiembre 2016, las acciones de EGP se ubican entre las más negociadas, -reflejado en su frecuencia de negociación de 82.0%, con mayor número de operaciones, monto negociado y de mayor capitalización en el mercado bursátil peruano. Los indicadores bursátiles *Earnings Per Share* (EPS), *Bolsa Libro* (BTM) y *Price / Earnings* (P/E), han tenido un desempeño positivo a lo largo de los años, sustentado en los sólidos fundamentos de EGP y subsidiaria, lo cual se deriva en una mayor generación de valor para sus accionistas, así como en sus expectativas de desempeño. Si bien al 2016 presentaron contracciones, se observa un desempeño adecuado de las acciones de la Compañía.

Política de dividendos

El 23 de marzo de 2015 se dio un cambio en la política de dividendos, hasta el 60% (antes 80%) de la utilidad de libre disposición. El primer dividendo sería hasta el 50% (antes 80%) de las utilidades acumuladas durante el primer semestre. El segundo hasta el 50% (antes 80%) de las utilidades acumuladas hasta el tercer trimestre, luego de deducido el primer dividendo a cuenta. El dividendo complementario se realizará hasta completar el 60%³⁷ (antes 100%) de la utilidad libre de disposición al cierre del ejercicio y será pagadero en la fecha que determine la Junta General de Accionistas, salvo que se acuerde modificar el destino del saldo de la utilidad de libre disposición no distribuido a cuenta durante el ejercicio. La decisión de distribución es tomada por el Directorio en base a la disponibilidad de fondos, planes de inversión y equilibrio financiero.

³⁷ Porcentaje guía, los importes a distribuir son definidos por el Directorio en base a la disponibilidad de fondos y al equilibrio financiero de la compañía.

ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. Y SUBSIDIARIA
HISTORIAL DE CLASIFICACIONES Y RESUMEN DE EEFF CONSOLIDADOS (S/ M)

Estado de Situación Financiera	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	sep-15	sep-16
Activo Corriente	390,495	426,179	555,890	572,535	564,129	476,698	617,423
Activo Corriente Prueba Ácida	313,823	340,466	438,166	474,165	459,783	344,315	533,824
Activo No Corriente	4,168,078	4,110,084	4,062,574	3,967,868	3,850,212	3,847,052	3,785,598
Activo Total	4,558,573	4,536,263	4,618,464	4,540,403	4,414,341	4,323,750	4,403,021
Pasivo Corriente	457,572	430,291	585,184	447,168	604,226	536,028	615,224
Pasivo No Corriente	1,664,291	1,527,906	1,398,002	1,382,116	1,135,044	1,143,345	988,888
Pasivo Total	2,121,863	1,958,197	1,983,186	1,829,284	1,739,270	1,679,373	1,604,112
Patrimonio Neto	2,436,710	2,578,066	2,635,278	2,711,119	2,675,071	2,644,377	2,798,909
Deuda Financiera	1,040,981	869,104	799,665	810,267	629,218	610,151	460,034
Corto Plazo	171,018	146,020	165,417	119,760	262,155	245,279	182,103
Largo Plazo	869,963	723,084	634,248	690,507	367,063	364,872	277,931
Estado de Resultados							
Ingresos Brutos	1,370,671	1,524,139	1,432,443	1,701,481	1,840,060	1,347,458	1,468,366
Costo de Ventas	806,666	929,600	886,689	1,008,450	1,092,218	802,093	1,114,361
Gastos operacionales	48,762	49,714	52,592	52,903	92,956	44,284	46,549
Resultado de Operación	515,243	544,825	493,162	640,128	654,886	501,081	307,456
Gastos Financieros	104,955	54,761	43,610	39,088	39,794	30,303	20,163
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	314,035	386,885	455,085	557,398	468,791	352,858	230,204
EBITDA y Cobertura							
EBITDA	724,026	755,344	702,783	850,682	879,125	669,081	464,202
EBITDA 12M	724,026	755,344	702,783	850,682	879,125	893,569	674,246
EBITDA / Gastos Financieros	6.9	13.8	16.1	21.8	22.1	22.1	23.0
EBITDA 12M / (Gts Fin. + Pte Cte)	2.62	3.76	3.55	5.35	2.91	3.13	3.18
Solvencia							
Pasivo No Corriente / Pasivo Total	0.78	0.78	0.70	0.76	0.65	0.68	0.62
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.49	0.44	0.40	0.44	0.36	0.36	0.29
Deuda Financiera / Patrimonio	0.43	0.34	0.30	0.30	0.24	0.23	0.16
Pasivo No Corriente / Patrimonio	0.68	0.59	0.53	0.51	0.42	0.43	0.35
Pasivo Total / Patrimonio	0.87	0.76	0.75	0.67	0.65	0.64	0.57
Pasivo No Corriente / EBITDA 12M	2.30	2.02	1.99	1.62	1.29	1.28	1.47
Deuda Financiera / EBITDA 12M	1.44	1.15	1.14	0.95	0.72	0.68	0.68
Rentabilidad							
ROA 12M	6.6%	8.5%	10.0%	12.3%	10.6%	13.1%	7.8%
ROE 12M	12.5%	15.3%	17.5%	21.0%	17.7%	22.0%	12.5%
ROIC 12M	6.6%	8.5%	10.0%	12.3%	10.6%	13.1%	7.8%
Margen Bruto	41.1%	39.0%	38.1%	40.7%	40.6%	40.5%	24.1%
Margen Operativo	37.6%	35.7%	34.4%	37.6%	35.6%	37.2%	20.9%
Margen Neto	22.9%	25.4%	31.8%	32.8%	25.5%	26.2%	15.7%
Calce de Cuentas de Corto Plazo							
Liquidez General	0.85	0.99	0.95	1.28	0.93	0.89	1.00
Prueba Acida	0.69	0.79	0.75	1.06	0.76	0.64	0.87
Capital de Trabajo	-67,077	-4,112	-29,294	125,367	-40,097	-59,330	2,199
Periodo Medio de Cobro (días)	32	33	38	42	47	43	66
Periodo Medio de Pago (días)	36	42	82	83	59	62	45
Ciclo de Conversión Neto (días)	-5	-10	-44	-40	-13	-19	21
Indicadores Bursátiles							
Precio (S/)	1.73	1.99	2.54	2.83	3.42	3.60	2.73
Desviación estándar	0.17	0.13	0.14	0.33	0.40	0.24	0.29
Coficiente de Variabilidad	10.0%	6.5%	5.6%	11.5%	11.6%	6.8%	10.8%
EPS (S/)	0.13	0.17	0.20	0.24	1.02	1.15	0.97
P/E (Veces)	13.00	11.82	12.78	11.64	19.07	14.22	22.84
BTM (Veces)	1.63	1.77	2.21	2.39	3.34	0.87	2.82
Patrimonio Bursátil (S/MM)	3,978,379	4,574,561	5,817,157	6,486,579	8,938,058	8,256,394	7,904,610

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR