

Enel Generación Perú S.A.A. (antes Edegel)

Informe Trimestral

Clasificaciones

Tipo Instrumento	Clasificación Actual	Clasificación Anterior
Bonos	AAA(pe)	AAA(pe)
Acciones	1ª(pe)	1ª(pe)

Con información financiera a marzo 2017.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 08/09/2017 Y 31/05/2017.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

S/ MM	LTM Mar17	Dic-16	Dic-15
Ingresos	1,921.8	1,966.9	1,840.1
EBITDA	653.7	707.3	879.1
Flujo de Caja Operativo	786.4	802.5	661.2
Deuda Total	292.7	436.2	625.1
Caja	507.7	633.7	86.3
Deuda Financiera / EBITDA	0.4	0.6	0.7
Deuda Financiera Neta / EBITDA	-0.3	-0.3	0.6
EBITDA/ Gastos Financieros	27.6	27.5	24.0

Fuente: Enel Generación

Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas no Financieras (enero 2017)

Analistas

Julio Loc
(511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

Sandra Guedes P.
(511) 444 5588
sandra.guedes@aai.com.pe

Descripción

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) ratificó la clasificación de riesgo de AAA(pe) a los valores emitidos bajo el Tercer y Cuarto Programa de Bonos Corporativos, cuyos saldos equivalentes en Soles, a marzo 2017, ascendieron a S/ 110.6 y 65.3 millones.

Fundamentos

Dichas clasificaciones de riesgo se sustentan en el holgado nivel de capitalización de la empresa, su capacidad de generación a bajos costos y su adecuada diversificación de fuentes de energía, lo cual le garantiza una constante presencia en el despacho de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Apoyo & Asociados considera además la importancia de Enel Generación Perú (antes Edegel) en el Sistema; incluida su filial Chinango, al ser la segunda generadora de energía eléctrica del país con el 15.5% del total de la potencia efectiva del sistema (10,825.2 MW). Asimismo, la potencia efectiva conjunta de ambas empresas alcanzó 1,680 MW, y se distribuye en un 46.8% en centrales hidroeléctricas y 53.2% en centrales térmicas a gas natural y diésel. Durante los 12 meses terminados en marzo 2017, la energía producida por Enel Generación y subsidiaria ascendió a 7,806.4 GWh y representó el 16.1% del total despachado en el SEIN (8,152.2 GWh y 16.8% en el 2015).

Asimismo, Enel Generación cuenta con el respaldo en términos de *know-how* de su principal accionista Enel, la cual cuenta con amplia experiencia en el sector. Actualmente, Enel es la empresa pública de energía más importante de Italia y se ubica entre las más importantes de Europa con operaciones en 30 países y una capacidad de más de 96,000 MW. Asimismo, cuenta con más de 65 millones de clientes, los cuales generaron ingresos por €70.6 mil millones para el 2016 (€75.7 mil millones a diciembre 2015).

En los últimos años, Enel Generación ha reportado una generación creciente de EBITDA, que le ha permitido reducir su nivel de endeudamiento, financiar parte de su *capex* y mantener su política de dividendos. Durante los 12 meses terminados en marzo 2017, el EBITDA ascendió a S/ 653.7 millones, menor en 7.6% al del 2016, debido a la caída del margen bruto (27.1% en el año móvil a marzo 2017 y 29% en el 2016). Sin embargo, la reducción del EBITDA se ha visto acompañada por una reducción de la deuda financiera y de los gastos financieros, resultando en menores ratios de endeudamiento para el periodo de análisis.

En marzo del 2017, Enel Generación modificó su política de dividendos, de manera que se contempla repartir hasta el 70% de la utilidad distribuible para atender sus planes de inversión, distribuyendo tres dividendos provisorios de hasta 70% de las utilidades acumuladas a cada momento.

¿Que podría gatillar la clasificación?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida que limiten la flexibilidad financiera o ajusten los niveles de cobertura de obligaciones, los cuales podrían tener impactos negativos en su clasificación de riesgo.

■ **Acontecimientos recientes**

Con fecha 20 de marzo del 2017, la Central Hidroeléctrica Callahuanca salió de operación temporalmente, debido a daños provocados por los eventos climáticos que afectaron la costa del país en el primer trimestre del año.

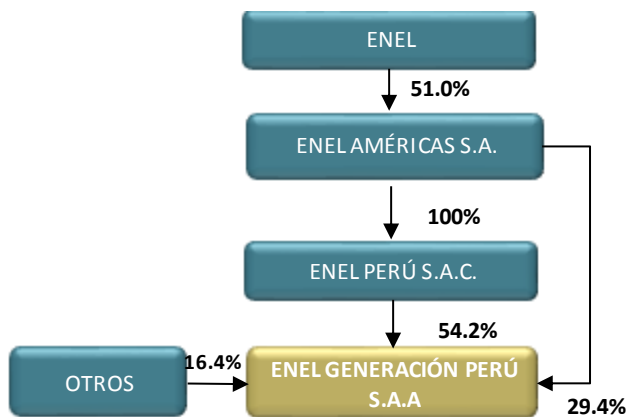
Con fecha 28 de abril del 2017, la empresa Generalima S.A.C. absorbió a la empresa accionista Generandes Perú S.A.

Con fecha 22 de junio del 2017, la empresa Generalima S.A.C. cambió su denominación a Enel Perú S.A.C.

■ **Perfil**

Enel Generación es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,680.2 MW. De manera posterior a su privatización, la empresa pasó a ser controlada por el grupo Enel, compañía multinacional que posee actualmente el 83.6% del accionariado.

Asimismo, el accionariado está compuesto por fondos privados de pensiones y otros accionistas minoritarios, con lo cual al cierre de la elaboración del presente informe la estructura se alzaba como sigue:



Fuente: Enel Generación

Enel S.p.A. es la empresa pública de energía más importante de Italia, así como una de las más importantes en Europa en términos de capacidad instalada (más de 96,000 MW), y cuenta con un *rating* internacional de BBB+ asignado por *Fitch Ratings*.

El accionista controlador es Enel Américas S.A (antes denominado Enersis S.A. y posteriormente Enersis Américas S.A.), que pertenece al grupo italiano Enel y cuenta con un *rating* internacional de BBB asignado por *Fitch Ratings*. La

empresa fue constituida y existe conforme a las leyes chilenas y, a partir del 1ro de diciembre del 2016, es titular del 29.4% de las acciones de Enel Generación Perú, mediante la fusión por la que absorbió a su filial Endesa Américas S.A.

■ **Estrategia**

La estrategia de Enel Generación es ser líder del sector eléctrico. Asimismo, busca alcanzar un adecuado *mix* de tecnologías y fuentes de generación así como un portafolio balanceado de clientes con contratos de largo plazo que le den estabilidad a su flujo de caja, además de incorporar cláusulas de ajuste de precios en función a sus costos.

Así, la compañía espera mantener entre el 80 y 90% de su potencia efectiva contratada con clientes libres y regulados mediante contratos de largo plazo, en su mayor parte, y de mediano plazo (principalmente a precios firmes vía licitaciones), mientras que la diferencia se contratará a precios regulados (tarifa en barra) si es energía retirada por las distribuidoras (tal como lo establece el DS N°049-2008) o será vendida al mercado *spot*, si es adquirida por otra empresa generadora. Así, a marzo 2017, se mantenían contratos con 113 clientes libres y 42 clientes regulados, los cuales representan el 64.5% de su potencia.

En cuanto a la estrategia financiera, el objetivo de la Empresa es financiar su plan de inversiones con generación propia y deuda (bancaria y mercado de capitales), manteniendo un adecuado nivel de capitalización que, a su vez, le permita mantener su política de dividendos hasta el 70% de las utilidades distribuíbles, con el fin de maximizar el retorno a sus accionistas.

■ **Mercado Eléctrico**

El mercado peruano de generación eléctrica se está volviendo cada vez más competitivo. En el Perú, el despacho de energía se hace en función a la eficiencia en la generación de una unidad adicional de energía (representado por el costo marginal de cada central), por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales más eficientes: primero las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

Así, los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial

donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año.

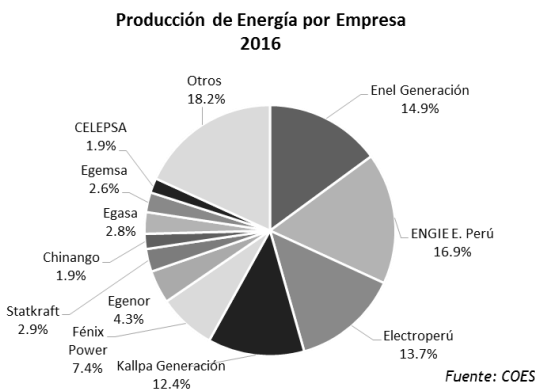
Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements* (PPA), de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

Al cierre del 2016, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,479.9 MW, superior en 28.3% a la registrada a fines del 2015 (8,147.3 MW), debido principalmente al ingreso de la C.T. Puerto Bravo (621 MW), la entrada de la C.H. Cerro Del Águila (513 MW), a la entrada de la C.H. Chaglla (454 MW) y la CT Nepi (600 MW).

Del total de potencia que ingresó en el año, 31.7% corresponde a nuevas centrales térmicas y 68.3% a hidroeléctricas. Además, ingresaron 97 MW de potencia instalada eólica. Por último, no hubo un incremento con respecto a centrales de energía solar.

En línea con lo descrito, durante el 2016 aumentó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 47.7 a 50.9%. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó su participación de 50.4 a 47.6% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (2.8% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 69.9% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Por su parte, la energía generada durante el 2016 alcanzó los 48,326.4 GWh, 8.5% por encima de lo generado durante el 2015, como resultado de la mayor demanda producto del crecimiento de la economía nacional. Así, la tasa de crecimiento se encontró por encima de los niveles previos,

considerando que se tuvo un CAGR de 6.0% entre los años 2011 y 2015.

Cabe señalar que la principal fuente de generación que contribuyó al crecimiento mencionado fue la térmica, la cual se incrementó en 13.0% respecto de lo generado en el 2015, como resultado de una mayor capacidad de generación. Este incremento representó el 73% del aumento total en generación.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 49.4% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 46.4% de la producción del periodo de análisis); de origen hidráulico en 47.6%, y de origen RER en 3.0%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas elevaron su participación respecto del cierre del 2015 (2.1%) y se espera que llegue a una meta cercana al 5.0% una vez que los proyectos adjudicados en la última subasta RER entren en operación comercial.

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 5.9% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. En el 2016, la máxima demanda ascendió a 6,492.4 MW, superior en 3.5% a la máxima demanda registrada durante el 2015.

La Dirección General de Electricidad (DGE) ha proyectado que la demanda de potencia se incrementará en promedio 8.8% hasta el 2017, año en el que la misma llegaría a 7,993 MW. No obstante, dicha estimación depende de si se concretan los proyectos mineros en las fechas previstas. Así, habría años en los que se podría crecer hasta 10% anualmente; por el contrario, si no se concreta ningún proyecto, se crecería a la par del crecimiento vegetativo del país, es decir, alrededor de 5.0% cada año.

Al respecto, la DGE ha concluido que con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2017.

Desde el 2014 hasta el 2016, se incentivaron inversiones en el sector eléctrico, especialmente en el subsector generación. Sin embargo, debido a la sobreoferta de energía y al menor crecimiento esperado de la demanda, no se han anunciado nuevos proyectos de inversión.

Entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2016-2018, se proyectan alrededor de diez proyectos de inversión, cuyo monto de inversión asciende a US\$1,050 millones.

Sin embargo, cuatro de estos proyectos, con fecha de operación comercial dentro del 2017, no cuentan con avance

de proyecto a febrero 2017. De los 21 proyectos de inversión planificados para el periodo 2016-2023, sólo cinco cuentan con un avance mayor a 5%.

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.H. Pucará	Cuzco	Egecusco	156	4T2017
2 C.T. Santo Domingo de los Olleros	Lima	Termochilca	100	3T2018
3 C.H. Olmes 1	Lambayeque - Piura	SINERSA	51	4T2020
4 C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	278	4T2020
5 C.H. Curibamba	Junín	Enel	195	2T2021
6 C.H. Belo Horizonte	Huánuco	Odebrecht	180	4T2021
7 C.H. Veracruz	Amazonas	Cia. Energética Veracruz	635	1T2022
8 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	3T2023
9 C.H. Chadin II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

Uno de los principales retos que enfrenta el desarrollo de nuevas centrales son los altos costos de inversión que requieren las centrales hidroeléctricas, los cuales no siempre son acompañados por las tarifas de venta de energía. Asimismo, la obtención de permisos y licencias obstaculizan el proceso de adjudicación de las concesiones definitivas y la construcción de las centrales.

Por el lado de las centrales térmicas a gas natural, las más eficientes, los principales obstáculos que enfrentan las generadoras son la disponibilidad de suministro y transporte del combustible.

Cabe resaltar que, durante el 2016, surgieron algunos problemas de congestión de las líneas de transmisión en la interconexión Centro-Sur dada la ampliación y toma de carga de algunos proyectos mineros.

Los niveles altos de congestión se dieron entre mayo y noviembre del 2016, y llegaron a su punto máximo en el mes de agosto. A diciembre 2016, los niveles de congestión se encuentran cercanos a los niveles de febrero 2016.

Si bien, en periodos previos, se consideraba que existían restricciones importantes en la transmisión de energía, debido a que tenemos un sistema que concentra gran parte de la capacidad de generación en el centro del país, dichas restricciones han ido disminuyendo con proyectos que han ampliado la capacidad de transmisión del sistema, y con el ingreso de importantes generadoras en otros puntos de demanda, especialmente en el sur del país.

En ese sentido, existen nuevas líneas de transmisión de 500 KV que atienden el sur del país. Por otro lado, en el norte, existen líneas de 220 KV y 500 KV que atienden la demanda de la zona. Adicionalmente, el COES cada dos años realiza una propuesta de proyectos de transmisión que son aprobados por el MINEM y licitados por Proinversión con lo cual disminuye la posibilidad de congestión en el futuro.

Temas regulatorios

En el 2015, dentro de los cambios regulatorios más relevantes, mediante Decreto Legislativo N°1221 que mejora

la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica del Perú, se modificaron artículos del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Algunas de las modificaciones relacionadas a la generación, enfatizan en lo siguiente: i) limita a 30 años aquellas concesiones derivadas de licitaciones; ii) obligación de los distribuidores de garantizar la demanda para sus usuarios regulados por 24 meses; y, iii) exige para la generación hidráulica un informe favorable de gestión de cuentas.

Además, establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración con el fin de inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

Por su parte, en junio 2015, OSINERGMIN aprobó mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica ante una situación de emergencia, el procedimiento para determinar las compensaciones relacionadas con la capacidad adicional de generación y/o transmisión instalada principalmente por parte de las empresas en las que el Estado tenga mayoría de participación.

Durante el 2016, se promulgó la Resolución Ministerial N°164-2016-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2016 hasta abril 2017 (37% mayo 2015 – abril 2016).

Finalmente, en julio del 2016, mediante D.S N° 026-2016-EM se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); además de, ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, en referencia al MCP, el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender en base a las inyecciones de energía de las centrales de su titularidad en operación comercial. Por su parte, los participantes que están autorizados a comprar en dicho mercado son: i) los generadores que necesiten atender sus contratos de suministro y cuenten con una titularidad (Unidad de Generación) en operación comercial; ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la demanda registrada por el total de dichos usuarios en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (agrupación de Usuarios Libres) para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos 12 meses.

La energía entregada y retirada por los integrantes del MCP será valorizada multiplicándola por el costo marginal de la central menos eficiente, el mismo que se determina en las barras de transferencia para cada intervalo de mercado. Cabe mencionar que este costo marginal también puede entenderse como el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cada barra del sistema.

En el caso que una central térmica resultara marginal, la normativa vigente dispone que el de las centrales térmicas, el costo marginal no puede ser inferior al costo variable de dicha central.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP se encuentran obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado. Entre los más relevantes figura que los participantes deberán contar con garantías que aseguren el pago de sus obligaciones y/o que los Grandes Usuarios cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones.

En marzo del 2017, se publicó la Ley N° 30543, que elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética, dejando sin efecto el cobro del Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), el Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS).

Adicionalmente debido a la emergencia climática que afectó la zona centro del país en el primer trimestre del 2017, se publicó el 18 de marzo del 2017 el Decreto Supremo N° 007-2017-EM, que estableció medidas inmediatas a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios del Servicio Público a nivel nacional, entre las cuales resaltaron la inaplicación de Normas Técnicas de Calidad de los Servicios Eléctricos y la declaración de un periodo de 30 días de Situación Excepcional en el SEIN.

■ Operaciones

Durante el primer trimestre del 2017, la zona centro del país ha sido afectada por una emergencia climática, ocasionando desconexiones de las centrales por excesos de sólidos en los ríos, daños en los canales de conducción de agua, dificultades para los traslados del personal por huaycos y derrumbe, entre otros problemas relacionados a las operaciones de la empresa.

Debido al limitado acceso en los lugares afectados, al cierre del primer trimestre, no se ha podido estimar el nivel de daño ocurrido en las centrales afectadas. Según la empresa, los daños causados por este evento se encuentran asegurados por pólizas de seguro vigente con muy amplias coberturas, debido que se encuentran dentro del programa global de

seguros del grupo Enel. Adicionalmente, la Empresa ha conseguido exoneración regulatoria ante posibles sanciones por mala calidad de suministro mientras duren estos eventos.

Cabe recordar, que en el 2016, se realizaron acciones preventivas para disminuir y controlar los riesgos asociados al fenómeno El Niño y La Niña con un costo total de US\$0.8 millones.

La Empresa (incluida su subsidiaria Chinango) cuenta con una capacidad efectiva de 1,680.2 MW. Asimismo, a marzo 2017, su potencia firme ascendió a 1,640.9 MW, la misma que representó el 15.7% de la capacidad firme total del SEIN (10,458.3 MW a marzo 2017).

Centrales	Marzo 2017	2016	Factor de Carga	
	Potencia Efectiva MW	Potencia Efectiva MW	Marzo 2017	2016
C.H. Huinco	267.8	267.8	70.0%	44.4%
C.H. Matucana	137.0	137.0	86.3%	59.7%
C.H. Chimay	154.8	154.8	92.6%	79.1%
C.H. Callahuanca	84.2	84.2	42.0%	81.0%
C.H. Moyopampa	69.1	69.2	43.7%	69.2%
C.H. Yanango	42.6	42.6	91.8%	52.7%
C.H. Huampaní	30.9	30.2	0.0%	69.9%
C.T. Ventanilla (GN)	479.3	479.3	60.9%	67.5%
C.T. Santa Rosa	414.6	417.6	18.7%	21.3%
TOTAL	1,680.2	1,682.7	55.3%	52.8%

Fuente: Enel Generación

Respecto a la potencia efectiva, la empresa calcula que al menos 6% de la capacidad de generación se ha visto afectada, sin embargo, la empresa ha logrado cumplir con todos los compromisos contractuales.

En los doce meses terminados a marzo 2017, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 54.7% es de origen hidráulico y 45.3% de origen térmico (51.6 y 48.4%, respectivamente a diciembre 2016).

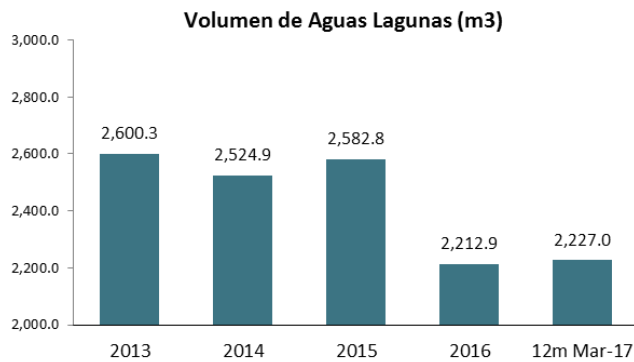
Principales Indicadores

	2014	2015	2016	12m Mar17
Generación GWh	8,848	8,370	8,152	7,787
Hidráulica	4,592	4,725	4,207	4,261
Térmica	4,257	3,644	3,945	3,525
Hidráulica (%)	51.9%	56.5%	51.6%	54.7%
Térmica (%)	48.1%	43.5%	48.4%	45.3%
Regulados	5,126	4,531	5,029	5,111
Libres	3,594	3,441	3,661	3,688
Spot	601	961	583	530
Total Volumen vendido (GWh)	9,320	8,932	9,274	9,329
Compras Energía	-710	-714	-1,270	-1,690
Ventas (Compras) Netas Spot	-110	247	-686	-1,160
Ingresos	1,679,306	1,824,265	1,951,935	1,917,105
Precio Promedio Soles	180.2	204.2	210.5	205.5
Tipo de Cambio	3.0	3.4	3.4	3.2
Precio Promedio US\$ / MWh.	60.3	59.9	62.7	63.3

Fuente: Enel Generación, COES

* Enel consolidado (Incluye generación Chinango)

Del total de sus nueve centrales, siete están ubicadas en Lima y dos en Junín (las centrales de Yanango y Chimay). Las centrales hidráulicas de Lima se ubican en las cuencas de los ríos Rímac y Santa Eulalia, y cuentan con 21 lagunas que tienen una capacidad de 282.4 millones de m³ que permiten regular el caudal para generación durante la época de estiaje. Por su parte, las centrales de Yanango y Chimay aprovechan las aguas de los ríos Tarma y Tulumayo, respectivamente.



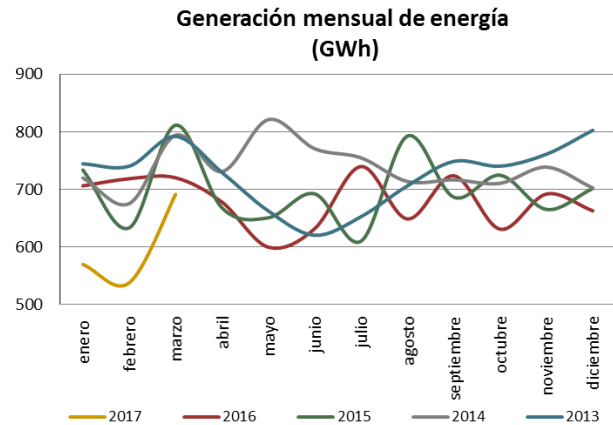
Fuente: EnelGeneración

Por su parte, las centrales térmicas utilizan el gas natural de Camisea y diesel para la generación de energía, por lo que mantienen contratos de suministro, transporte y distribución de GN que cubren aproximadamente el 71% de sus requerimientos máximos (81% si se excluye a las CT con sistema dual) hasta el 2019.

En cuanto al almacenamiento del diesel, Enel Generación cuenta con un almacén físico en Santa Rosa y Ventanilla, así como con contratos de abastecimiento con Petroperú, con los cuales se cubren 75 horas de operación continua, tal como lo exige la regulación para asegurar su remuneración por potencia.

La producción de energía de Enel Generación durante los 12 meses a marzo 2017, ascendió a 7,806.4 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES. Dicha generación fue inferior en 4.2% al total generado durante el periodo 2016 (8,152.2 GWh), por una menor actividad de las centrales hídras el periodo de análisis, principalmente de la central hídrica de Huampani.

De esta manera, la producción hidráulica en el periodo de análisis, disminuyó en 1.00% respecto al 2016.



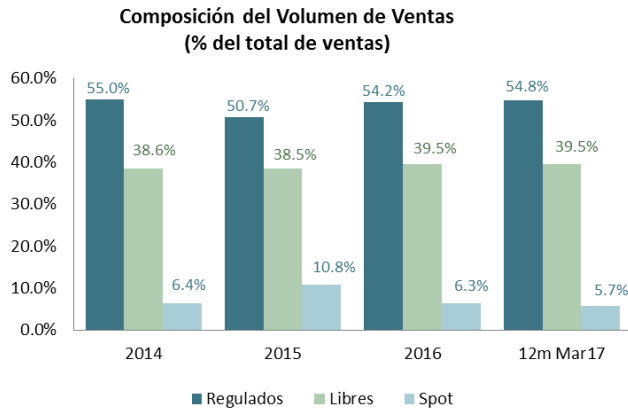
Fuente: COES

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable, por lo que la diversificación de fuentes (hidráulica y térmica) y la eficiencia de sus plantas (tecnología de ciclo combinado, sistema dual) le ha permitido a Enel Generación mantener una presencia importante en el Sistema, ya que opera tanto en periodos de estiaje (mayo a octubre) como en el de avenida (noviembre – abril).

Si bien Enel Generación es una de las principales empresas generadoras privadas del país, el Estado, a través de diversas empresas (Electroperú y otras), se mantiene como un jugador importante en el mercado de generación eléctrica, con el 20.3% de la generación total en los 12 meses terminados en marzo 2017 y el 14.1% de la potencia firme (21.1 y 12.9%, respectivamente, en el 2016).

Si se considera solo Electroperú, ésta representaba el 13.2% de la generación nacional al 2016 (16.9% a diciembre 2016) y el 8.7% de la potencia firme nacional.

Por su parte, Enel Generación tiene contratos asegurados por venta de energía y potencia, firmados con empresas distribuidoras hasta el 2027 con precios firmes. Lo anterior, como resultado de los incentivos que ha dado el Estado para promover las licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo, con el fin de asegurar que la demanda de los usuarios regulados se cubra en el largo plazo.



De esta manera, al cierre del periodo de análisis, las ventas a clientes regulados crecieron en 1.6% respecto al 2016. Las que representaron el 54.8% de las ventas totales (54.2% en el 2016). Cabe mencionar que entre sus principales clientes regulados se encuentran Enel Distribución, Hidrandina y Luz del Sur.

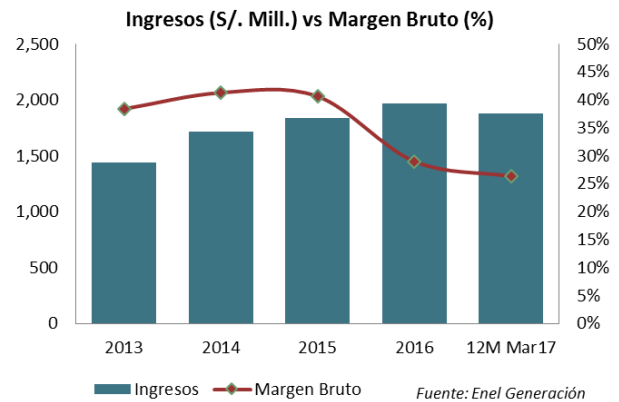
Por su parte, las ventas a clientes libres se mantuvieron estables respecto al 2016. Entre los principales clientes libres se encontraban: Minera Votorantim Metais Cajamarquilla, Minera Chinalco y Siderperu.

Entre los futuros proyectos, Enel Generación cuenta con el proyecto de recuperación hídrica RER Huampaní, adquirido en la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. Se espera que la construcción inicie en agosto del 2017.

Cabe mencionar que la compañía continúa trabajando en reducir las emisiones al medio ambiente, con el fin de realizar una emisión de bonos de carbono voluntarios más adelante.

■ Desempeño financiero

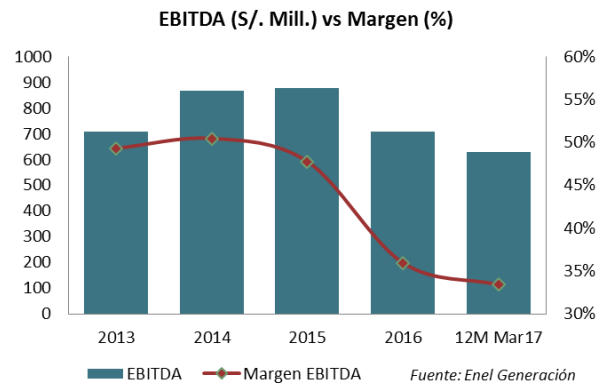
En los últimos 12 meses terminados en marzo 2017, los ingresos de Enel Generación ascendieron a S/ 1,921.8 millones, disminuyendo en 2.3% respecto al 2016. La reducción de ingresos se debe al menor ingreso por energía, debido a los menores precios de energía pactados en los nuevos contratos y al efecto de tipo de cambio.



Por su parte, los costos de ventas se mantuvieron constantes respecto al 2016. Anteriormente, estos costos experimentaron un importante incremento (27.8% en el periodo 2015-2016) debido al proceso de arbitraje que la Compañía mantiene actualmente por una controversia en términos de resolución de contrato con un antiguo cliente y la mayor compra de energía, potencia y peaje.

Del mismo modo, los gastos administrativos se mantuvieron constantes respecto al 2016, mientras que los gastos financieros mostraron una reducción de 8.0%, debido a una caída de 31.6% en intereses sobre bonos y préstamos bancarios.

Como consecuencia de lo anterior, el EBITDA disminuyó a S/ 653.7 millones durante los 12 meses con término en marzo 2017, obteniendo una caída de 7.6% con respecto a diciembre 2016. Por su parte, el margen EBITDA disminuyó respecto de lo registrado al cierre del 2016 y se ubicó en 34.0%. Sin embargo, el indicador de cobertura EBITDA / GF se mantuvo constante, ubicándose en 27.6x (27.5x al cierre del 2016).



La utilidad neta registrada en el año móvil de marzo 2017, ascendió a S/ 220.0 millones, por debajo del resultado neto

del ejercicio 2016 (S/ 261.8 millones). Dicha caída fue explicada principalmente por una caída de 9.8% del resultado operativo, y el incremento de la tasa del impuesto a la renta. Debido a los menores resultados del período, el ROE se redujo de 9.6 a 7.9%.

Por otro lado, el flujo de caja operativo ascendió a S/ 786.4 millones (S/ 802.5 millones a diciembre 2016). Dicho monto, sumado al saldo disponible de caja, permitió cubrir las inversiones en activo fijo, pago de dividendos y otros financiamientos netos por S/ 147.6, 159.4 y 21.6 millones, respectivamente.

Así, el nivel de efectivo al cierre del 2016, considerando además la generación acumulada, ascendió a S/ 507.7 millones (S/ 633.7 millones a diciembre 2016), monto que representaba 3.4x la porción corriente de la deuda. El incremento de efectivo se debe al ingreso por la cobranza por ventas de líneas de transmisión y subestaciones de Enel Generación y su subsidiaria Chinango a Conelsur.

Es importante resaltar que, en los últimos años, la mayor generación de EBITDA le ha permitido a la compañía reducir su nivel de endeudamiento, financiar parte de su *capex* y mantener su política de dividendos. De esta forma, las medidas crediticias han mejorado, según se ve reflejado en el ratio Deuda financiera neta / EBITDA, que pasó de 3.1x en el 2008, a -0.3x en marzo 2017.

■ Estructura de capital

La estrategia financiera de la empresa es mantener una estructura óptima de capitalización, que a su vez le permita mantener un nivel de apalancamiento financiero Deuda Financiera / EBITDA inferior a 3.0x.

La deuda financiera ascendió a S/ 292.7 millones, 32.9% por debajo de lo registrado al cierre del 2016 (S/ 436.2 MM), principalmente por la cancelación del arrendamiento financiero con Scotiabank Perú por un valor de S/ 73.8 MM.

Del total de la deuda mantenida al cierre de marzo 2017, el 42.3% tenía un vencimiento en el corto plazo (38.0% a diciembre 2016). La mayor concentración en dicho horizonte de tiempo es parte de las obligaciones asociadas al préstamo bancario suscrito, en abril 2016, con *Bank of Nova Scotia* por US\$22.0 millones. Dicho préstamo cuenta con un plazo de 1 año.

Lo anterior con respecto a la deuda, sumado a la disminución en la generación de EBITDA, permitió mantener el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) en 0.4x a marzo 2017. Adicionalmente, el ratio de deuda sobre

capitalización se redujo de 13.5 a 9.2% en el periodo analizado.

A diferencia de periodos anteriores, en los cuales la deuda contraída estaba denominada principalmente en dólares (88.5% a diciembre 2016 y 82.8% a marzo 2017), ante el pago del arrendamiento financiero y el menor monto de préstamos bancarios, los bonos corporativos representan la mayor parte de la deuda financiera contraída.

Deuda Financiera de Largo Plazo - Marzo 2017

	Moneda	S/. MM	Vencimiento	Tasa (%)	% sobre Deuda
Bonos Corporativos	S/ y US\$	175.95	Enero 2028	-	59.7%
Préstamos Bancarios					
Bank of Nova Scotia	US\$	71.77	Abril 2017	L+ 0.75	24.3%
Bank of Nova Scotia	US\$	6.12	Noviembre 2017	L+ 2.75	2.1%
Bank of Nova Scotia	US\$	11.02	Enero 2019	3.4	3.7%
Banco de Crédito	US\$	30.06	Setiembre 2017	L+ 1.73	10.2%

* Incluye intereses devengados y no pagados
Fuente: Enel Generación y Subsidiaria

Además, a diferencia de periodos anteriores en los cuales un porcentaje importante de la deuda había sido contraída a tasa variable (55.7% a diciembre 2016), en el periodo de estudio sólo el 36.6% de la deuda cuenta con tasa variable.

Adicionalmente, Enel Generación mantiene cartas fianzas para garantizar obligaciones económicas y cumplimientos de compromisos de inversión, entre otros, por un valor total de S/ 1.9 millones y US\$0.7 millones a marzo 2017 (S/ 1.9 millones y US\$0.2 millones a diciembre 2016).

En virtud de algunas obligaciones financieras, la empresa se ha comprometido a cumplir los siguientes resguardos financieros, los cuales viene cumpliendo de manera holgada.

Resguardos Financieros

Resguardo	Límite	mar-17	2016	2015	2014	2013	2012
(Deuda Financ. LP+ Parte corriente DLP) / Patrimonio Neto	< 1.5	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
Deuda / EBITDA	<= 3.0	0.4	0.7	0.7	0.9	1.0	1.1

Fuente: Enel Generación

De otro lado, respecto a la liquidez, se debe mencionar que ésta se incrementó de 1.40x en el 2016 a 1.46x a marzo 2017, principalmente como consecuencia de la mayor caja y el pago de préstamos de corto plazo.

De esta manera, la Empresa muestra una importante capacidad de repago del servicio de deuda, a partir de la generación de caja y la caja acumulada (6.9x y 7.0x en el año móvil a marzo 2017 y diciembre 2016, respectivamente). Adicionalmente, a marzo 2017, Enel Generación y sus subsidiarias contaban con líneas de crédito bancarias por un total de S/ 457.8 millones (S/ 492.8 millones a diciembre 2016); sin considerar el monto de líneas comprometidas de S/ 101.5 millones, las cuales se mantienen constantes respecto al cierre del 2016.

Adicionalmente, Enel Generación cuenta con un sistema de gestión financiera del circulante entre las compañías del Grupo (*cash pooling*) por el cual mantiene líneas de crédito hasta por USD200 MM, o su equivalente en Soles, hasta el 2020.

■ Características de los instrumentos

A marzo 2017, Enel Generación mantenía en circulación los siguientes bonos emitidos bajo el marco del Tercer y Cuarto Programa de Bonos, cuyas características se resumen a continuación:

Características de los instrumentos (Mar-17)

Programa	Emisión	Monto (MM)	Colocación	Vencimiento	Tasa
Tercer Programa Edegel	1era. - A	S/. 25.00	Junio. 2007	Junio 2022	6.31%
	3era. - A	S/. 25.00	Julio. 2007	Julio 2019	6.28%
	8va. - A	\$10.00	Ene. 2008	Enero 2028	6.34%
	11 - A	\$8.17	Enero. 2009	Enero 2019	7.78%
Cuarto Programa Edegel	4ta. - A	\$10.00	Ene. 2010	Enero 2018	6.47%
	5ta. - A	\$10.00	Sep. 2010	Setiembre 2020	5.78%

Fuente: Enel Generación

Los bonos emitidos son *bullet*, y no cuentan con garantía específica ni orden de prelación en futuras emisiones de obligaciones.

Acciones Comunes

El capital social de Enel Generación, a marzo 2017, está representado por 2,893'136,765 acciones comunes emitidas, cuyo valor nominal es S/ 0.88 cada una.

Cabe resaltar que en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada el 23 de marzo del 2017, se acordó como política de dividendos la repartición de hasta el 70% de las utilidades de libre disposición, cuyos montos y fecha de pago serían definidos por el Directorio en cada oportunidad.

Con respecto a las utilidades del ejercicio 2015, en sesiones de directorio de julio y octubre 2015, se aprobó la distribución del primer y segundo dividendo por montos de S/ 108.5 y 62.0 millones, respectivamente. Asimismo, en marzo 2016, se aprobó el pago de dividendos complementarios por S/ 28.9 millones.

Por el lado de las utilidades del ejercicio 2016, en sesión de Directorio de julio 2016, fue aprobado el pago del primer dividendo por S/ 118.1 millones.

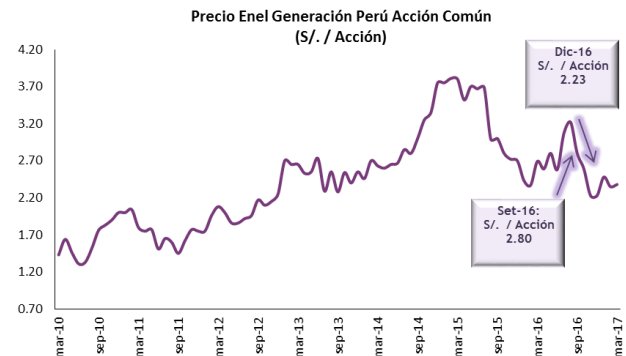
En la sesión de Directorio de abril 2016, se aprobó el primer pago de dividendos del 2017 por S/ 77.9 millones.

Dividendos Repartidos
(Millones de soles)

	2016	2015	2014	2013	2012
Utilidad Neta	261.8	468.8	557.4	455.1	386.9
Dividendos pagados	159.4	385.4	432.3	347.6	199.2

Fuente: Enel Generación

A marzo 2017, el precio de la acción común cerró en S/ 2.38 (S/ 2.23 a diciembre 2016). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización a marzo 2017 fue de 73.91% (66.67% a diciembre 2016).



Fuente: BVL

**Resumen Financiero - Enel Generación Perú S.A.A y Subsidiarias**
(En miles de S/.)

Tipo de Cambio S./US\$ a final del Período	3.248	3.36	3.41	2.99	2.80	2.55	2.70
	LTM Mar17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
Rentabilidad							
EBITDA	653,684	707,286	879,126	867,030	709,701	755,345	716,076
Mg. EBITDA	34.0%	36.0%	47.8%	50.5%	49.3%	49.6%	52.5%
EBITDAR	653,684	707,286	879,126	867,030	709,701	755,345	716,076
FCF / Ingresos	24.9%	26.7%	11.6%	3.2%	9.3%	13.0%	19.2%
ROE	7.9%	9.6%	17.4%	20.9%	17.5%	15.4%	12.7%
Cobertura							
EBITDA / Gastos financieros	27.6	27.5	24.0	23.8	17.4	15.6	13.1
EBITDA / Servicio de deuda	3.9	3.7	3.0	5.8	3.6	4.1	3.3
FCF / Servicio de deuda	3.0	2.9	0.9	0.6	0.9	1.3	1.5
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	6.0	6.2	1.1	2.1	1.7	2.3	2.2
CFO / Inversión en Activo Fijo	5.3	6.8	10.6	6.0	9.8	6.8	11.1
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	6.9	7.0	3.3	7.3	4.4	5.1	4.1
Estructura de capital y endeudamiento							
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	9.2%	13.5%	19.0%	23.0%	23.3%	25.4%	30.1%
Deuda financiera total / EBITDA	0.4	0.6	0.7	0.9	1.1	1.1	1.5
Deuda financiera neta / EBITDA	-0.3	-0.3	0.6	0.7	0.9	0.9	1.2
Costo de financiamiento estimado	6.5%	4.6%	5.1%	4.5%	4.9%	5.1%	4.8%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	49.8%	38.0%	41.0%	14.0%	19.8%	15.8%	15.5%
Balance							
Activos totales	4,464,572	4,612,316	4,414,341	4,540,403	4,618,464	4,536,263	4,550,671
Caja e inversiones corrientes	507,676	633,652	86,309	221,332	171,782	187,108	169,202
Deuda financiera Corto Plazo	145,694	165,648	256,609	113,291	157,384	137,382	161,670
Deuda financiera Largo Plazo	146,983	270,588	368,507	693,379	638,999	730,399	878,480
Deuda financiera total	292,677	436,236	625,116	806,670	796,383	867,781	1,040,150
Deuda fuera de Balance	4,239	2,627	3,556	2,746	2,550	8,819	8,412
Deuda ajustada total	296,916	438,863	628,672	809,416	798,933	876,600	1,048,562
Patrimonio Total	2,869,786	2,739,302	2,607,833	2,639,981	2,568,481	2,510,849	2,377,804
Acciones preferentes + Interés minoritario	68,743	72,807	67,238	71,138	66,797	67,217	58,906
Capitalización ajustada	3,235,445	3,250,972	3,303,743	3,520,535	3,434,211	3,454,666	3,485,272
Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min.	2,938,529	2,812,109	2,675,071	2,711,119	2,635,278	2,578,066	2,436,710
Flujo de caja							
Flujo generado por las operaciones (FFO)	786,427	802,456	661,151	584,384	535,924	464,838	541,975
Variación de capital de trabajo	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja operativo (CFO)	786,427	802,456	661,151	584,384	535,924	464,838	541,975
Flujo de caja no operativo / no recurrente							
Inversiones en Activos Fijos	-147,576	-118,096	-62,439	-96,733	-54,922	-68,062	-49,002
Dividendos comunes	-159,395	-159,395	-385,383	-432,331	-347,557	-199,232	-231,402
Flujo de caja libre (FCF)	479,456	524,965	213,329	55,320	133,445	197,544	261,571
Ventas de Activo Fijo, Netas	229,554	229,554	98	0	0	2,810	0
Otras inversiones, neto	4,773	4,773	-58,877	65,615	23,955	1,859	55,581
Variación neta de deuda	-259,284	-184,618	-264,847	-36,513	-128,565	-134,678	-173,638
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses)	-21,633	-23,817	-30,713	-37,811	-44,161	-49,629	-56,932
Variación de caja	432,866	550,857	-141,010	46,611	-15,326	17,906	86,582
Resultados							
Ingresos	1,921,836	1,966,891	1,840,060	1,717,829	1,439,361	1,524,139	1,362,711
Variación de Ventas	-2.3%	6.9%	7.1%	19.3%	-5.6%	11.8%	16.5%
Utilidad operativa (EBIT)	452,652	501,706	654,886	656,476	500,080	544,826	507,293
Gastos financieros	23,674	25,751	36,619	36,456	40,726	48,305	54,480
Resultado neto	219,977	261,796	468,791	557,398	455,085	386,886	306,075
Información y ratios sectoriales							
Generación Bruta (GWh.)	7,806	8,152	8,370	8,848	8,700	9,445	9,286
Participación en el COES	16.1%	16.9%	18.8%	21.2%	21.9%	23.7%	26.4%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo
(S/. Miles)

	2017	2018	2019 +
	-	124,535	146,053

Incluye intereses activados. No se han realizado ajustes al resto de cuentas por este concepto.

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones + Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes

Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por pagar comerciales

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes

Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos

Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales. Los últimos son multiplicados por el factor 6.8.

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo

ANTECEDENTES

Emisor:	Enel Generación Perú S.A.A.
Domicilio legal:	Jr. Cesar López Rojas #201, San Miguel
RUC:	20330791412
Teléfono:	(511) 215 6300
Fax:	(511) 421 7378 / 215 6370

RELACIÓN DE DIRECTORES

Carlos Temboury Molina	Presidente del Directorio
Daniel Abramovich Ackerman	Secretario del Directorio
Marco Raco	Vicepresidente del Directorio
Eugenio Calderón López	Director
Francisco García Calderón	Director
Claudio Herzka	Director
Guillermo Lozada Pozo	Director
Rocío Pachas Soto	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Marco Raco	Gerente General
Daniel Abramovich Ackerman	Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Finanzas y Gerente Planificación y Control (E)

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

Enel Perú S.A.C.	54.20 %
Enel Américas S.A.	29.40 %
Otros	16.40 %

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. CLASIFICADORA DE RIESGO, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución SMV N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **Enel Generación S.A.A.**:

<u>Instrumentos</u>	<u>Clasificación*</u>
Valores que se emitan en Virtud del Tercer Programa de Bonos Corporativos Edegel (Hasta por un importe de US\$100,000,000.00)	Categoría AAA (pe)
Valores que se emitan en Virtud del Cuarto Programa de Bonos Corporativos Edegel (Hasta por un importe de US\$100,000,000.00)	Categoría AAA (pe)
Acciones Comunes	Categoría 1a (pe)
Perspectiva	Estable

Definiciones Financieras

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

CATEGORÍA 1a (pe): Acciones que presentan una muy buena combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor.

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor 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 la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.3% de sus ingresos totales del último año.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.