

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

Informe Semestral

Clasificaciones

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

Con información financiera a setiembre 2017.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 30/11/2017 Y 08/09/2017

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

S/. MM	LTM Set17	Dic-16	Dic-15
Ingresos	1,928.4	1,966.9	1,840.1
EBITDA	752.5	707.3	879.1
Flujo de Caja Operativo	550.4	802.5	661.2
Deuda Total	213.3	436.2	625.1
Caja	227.1	633.7	86.3
Deuda Financiera / EBITDA	0.3	0.6	0.7
Deuda Financiera Neta / EBITDA	0.0	-0.3	0.6
EBITDA/ Gastos Financieros	24.1	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 setiembre 2017, ascendieron a S/ 109.3 y 65.7 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 tercera generadora de energía eléctrica del país con el 14.8% del total de la potencia efectiva del sistema (10,752.9 MW). Asimismo, la potencia efectiva conjunta de ambas empresas alcanzó 1,595.8 MW, y se distribuye en un 44.0% en centrales hidroeléctricas y 56.0% en centrales térmicas a gas natural y diésel. Durante los 12 meses terminados en setiembre 2017, la energía producida por Enel Generación y subsidiaria ascendió a 6,874.2 GWh y representó el 14.0% del total despachado en el SEIN (8,152.2 GWh y 16.8% en el 2016). La menor energía producida se debe a la salida de operación comercial de la C. H. Callahuanca.

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 setiembre 2017, el EBITDA ascendió a S/ 752.5 millones, creciendo en 6.4% respecto al del 2016, debido al incremento del margen bruto (32% en el año móvil a setiembre 2017 vs 29% en el 2016) debido a los menores costos de energía relacionado a contingencias tributarias y a los menores gastos administrativos (caída de 12.0% respecto al 2016). Además del incremento del EBITDA, se ha reducido la deuda financiera, 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.

¿Qué 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 20S/17, la empresa Generalima S.A.C. cambió su denominación a Enel Perú S.A.C.

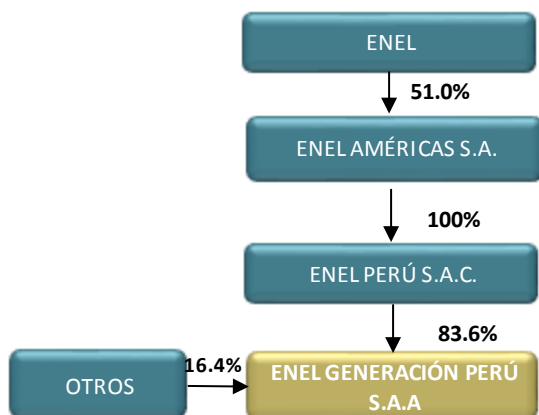
Con fecha 15 de junio del 2017, El COES aprobó la conclusión comercial de la Central Hidroeléctrica Callahuanca debido a daños provocados en el primer trimestre del año, evento que está debidamente cubierto por las pólizas de seguros de la compañía.

Con fecha 17 de octubre del 2017, Enel Perú adquirió la totalidad de acciones representativas de Enel Generación Perú que le pertenecían a Enel Américas, aumentando su participación de 54.2% a 83.6%.

■ **Perfil**

Enel Generación es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,595.8 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 *FitchRatings*.

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 *FitchRatings*. La empresa fue constituida y existe conforme a las leyes chilenas y, a partir del 17 de octubre del 2017, es titular del 100% de las acciones de Enel Perú.

■ **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.

Debido a la caída del precio de la energía, la compañía espera mantener entre el 65% y el 70% de su potencia efectiva contratada mediante contratos de mediano plazo, en su mayor parte, y de largo plazo (principalmente a precios firmes vía licitaciones).

La diferencia se contratará a precios regulados (tarifa en barra) si es energía retirada por las distribuidoras (tal como lo establece la ley N°25844) o será vendida al mercado *spot*, si es adquirida por otra empresa generadora. Así, a setiembre 2017, se mantenían 229 contratos con clientes libres y 8 con clientes regulados, los cuales representan el 82.5% de su potencia firme. La duración de los contratos, ponderada por la potencia fija y variable contratada, fue 11.4 años.

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 centrales renovables no convencionales (RER), luego 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.

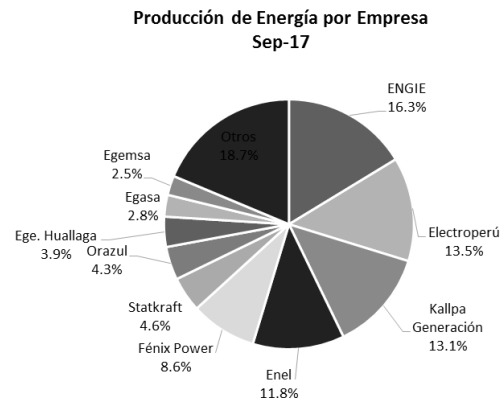
Así, los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año.

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 de setiembre 2017, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,330.6 MW, por debajo de la registrada a fines del 2016 (10,479.9 MW). La caída se debe a que, en los primeros tres trimestres del año, entraron en operación cuatro generadoras (las cuales suman 93.2 MW de potencia instalada) y salieron de operación siete generadoras (265.8 MW de potencia, 149.0 MW de potencia térmica y 116.8 MW de potencia hidroeléctrica).

En línea con lo descrito, durante los tres primeros semestres del año, aumentó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 50.9 a 51.8%. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó su participación de 47.6 a 44.7% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (3.5% 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.



Fuente: COES

Por su parte, la energía generada durante los 12 meses terminados a setiembre 2017 alcanzó los 48,972.3 GWh, manteniéndose respecto al 2016. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 6.9% entre los años 2012 y 2016.

Respecto a setiembre 2016, la potencia instalada hidroeléctrica creció en 8.6%, mientras que la termoeléctrica creció en 9.2%. Debido al estancamiento de la demanda interna, la generación hídrica desplazó a la producción térmica, creciendo en 15.6% mientras que la generación térmica se redujo en 12.3% en el mismo periodo.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 42.8% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 40.8% de la producción del periodo de análisis); de origen hidráulico en 55.3%, y de origen RER no convencional en 2.9%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas mantuvieron su participación respecto del cierre del 2016 (3.0%) 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 los tres primeros trimestres del 2017, la máxima demanda ascendió a 6,573.2 MW, superior en 1.6% a la máxima demanda registrada durante el 2016.

A pesar que la Dirección General de Electricidad (DGE) había proyectado que la demanda de potencia alcanzaría 7,993 MW al cierre del 2017; hasta setiembre 2017, la demanda máxima del año llegó a 6,573 MW, por lo que sería muy difícil alcanzar los niveles proyectados. El menor crecimiento de la demanda se debe principalmente a que no se concretaron importantes proyectos mineros en las fechas previstas.

Según A&A, con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2021.

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, debido al menor crecimiento de la demanda interna, se han reducido los incentivos para elaborar nuevos proyectos de generación.

En este contexto, cuatro de los proyectos anunciados para el periodo 2016-2018, con fecha de operación comercial dentro del 2017, no cuentan con avance de proyecto a setiembre 2017. De los 11 proyectos de inversión planificados para el periodo 2017-2023, sólo tres cuentan con un avance mayor a 5%.

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

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 se eliminarán con el ingreso de nuevas líneas de transmisión durante el 2017, que incrementarán la capacidad de transmisión entre el centro y 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

Durante el 2017, se promulgó la Resolución Ministerial N°197-2017-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2017 hasta abril 2018, manteniéndose respecto al establecido para mayo 2016 – abril 2017.

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 sobre la base de 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 (Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW) 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 figuran 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.

Hasta el 1 de octubre del 2017, se encontraba vigente el Decreto de urgencia N°049-2008, el cual estableció reglas excepcionales para determinar los Costos Marginales Idealizados y el cargo adicional al peaje de conexión.

A partir de dicha fecha, los costos marginales son calculados por el COES en función de costos reales, definidos como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión.

El 28 de julio del 2016 se publicó el Decreto Supremo N°026-2016, el cual aprueba el reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, con el fin de reducir la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento. Este reglamento especifica que los participantes autorizados de comprar energía en el mercado son los generadores, distribuidores y grandes usuarios que cumplan con los requerimientos indicados, sin embargo, los distribuidores y grandes usuarios pueden comprar como máximo 10% de su máxima demanda de los últimos 12 meses.

■ 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 vigentes, 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 1,595.8 MW. Asimismo, a setiembre 2017, su potencia firme ascendió a 1,554.1 MW, la misma que representó el 15.0% de la capacidad firme total del SEIN (10,330.5 MW a setiembre 2017).

Centrales	Setiembre 2017	2016	Factor de Carga		
	Potencia Efectiva MW	Potencia Efectiva MW	Setiembre 2017	Junio 2017	2016
C.H. Huinco	267.8	267.8	53.9%	41.0%	44.4%
C.H. Matucana	137	137.0	63.3%	78.9%	59.7%
C.H. Chimay	154.8	154.8	41.7%	57.2%	79.1%
C.H. Callahuanca	-	84.2	0.0%	0.0%	81.0%
C.H. Moyopampa	69.1	69.2	72.3%	43.8%	69.2%
C.H. Yanango	43.1	42.6	37.3%	56.7%	52.7%
C.H. Huampaní	30.9	30.2	91.7%	94.9%	69.9%
C.T. Ventanilla (GN)	479.3	479.3	50.1%	54.5%	67.5%
C.T. Santa Rosa	413.8	417.6	20.4%	13.4%	21.3%
TOTAL	1,595.8	1,682.7	44.8%	43.3%	52.8%

Fuente: Enel Generación

En los 12 meses terminados a setiembre 2017, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 59.8% es de origen hidráulico y 40.2% de origen térmico (51.6 y 48.4%, respectivamente a diciembre 2016).

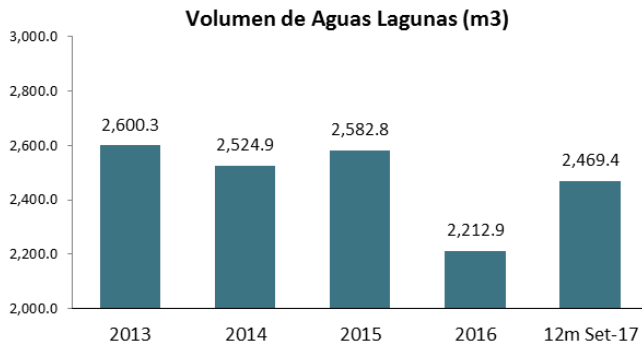
Principales Indicadores

	2014	2015	2016	12m Set17
Generación GWh	8,848	8,370	8,152	6,869
Hidráulica	4,592	4,725	4,207	4,113
Térmica	4,257	3,644	3,945	2,756
Hidráulica (%)	51.9%	56.5%	51.6%	59.9%
Térmica (%)	48.1%	43.5%	48.4%	40.1%
Regulados	5,126	4,531	5,029	5,019
Libres	3,594	3,441	3,661	4,300
Spot	601	961	583	525
Total Volumen vendido (GWh)	9,320	8,932	9,274	9,844
Compras Energía	-710	-714	-1,270	-2,524
Ventas (Compras) Netas Spot	-110	247	-686	-1,999
Ingresos	1,679,306	1,824,265	1,951,935	1,916,271
Precio Promedio Soles	180.2	204.2	210.5	194.7
Tipo de Cambio	3.0	3.4	3.4	3.4
Precio Promedio US\$ / MWh.	60.3	59.9	62.7	58.0

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.

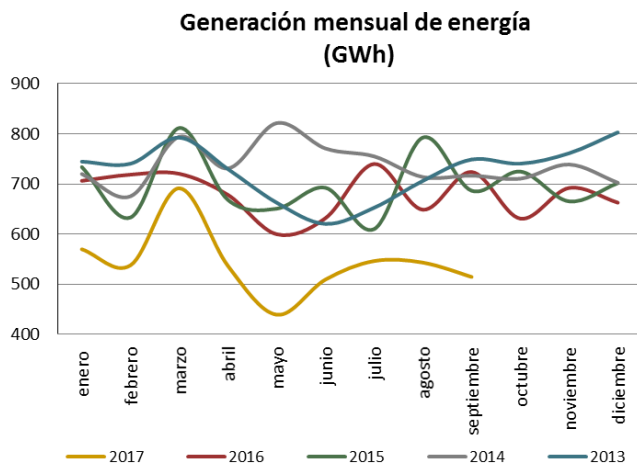


Fuente: EnelGeneración

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 setiembre 2017, disminuyó a 6,874.2 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES. Dicha generación fue inferior en 15.7% al total generado durante el periodo 2016 (8,152.2 GWh), por una menor actividad de las centrales térmicas en el periodo de análisis y de la Central Hídrica Callahuanca.



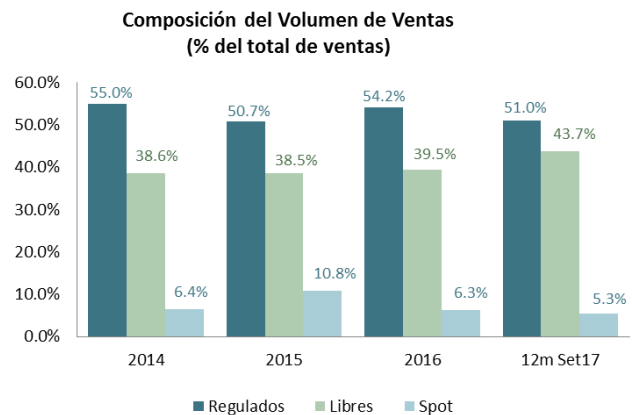
Fuente: COES

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 20.8% de la generación total en los 12 meses terminados en setiembre 2017 y el 14.3% de la potencia firme (21.1 y 12.9%, respectivamente, en el 2016).

Si se considera solo Electroperú, ésta representaba el 13.5% de la generación nacional en el periodo (16.9% a diciembre 2016) y el 8.8% 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.



Fuente: EnelGeneración

De esta manera, al cierre del periodo de análisis, las ventas a clientes regulados se mantuvieron respecto al 2016, representando 51.0% de las ventas totales (54.2% en el 2016). Cabe mencionar que entre sus principales clientes regulados se encuentran Enel Distribución, Luz del Sur y SEAL.

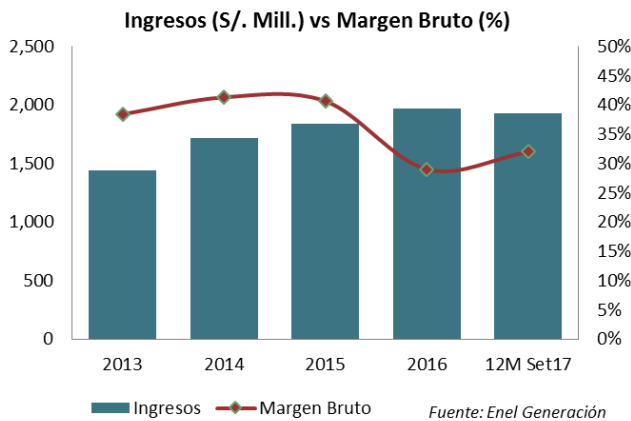
Por su parte, las ventas a clientes libres aumentaron en 17.5% respecto al 2016. Entre los principales clientes libres se encontraban: Minera Las Bambas (contrato iniciado en

setiembre 2017), Minera Chinalco, Hudbay Perú y Minera Casapalca.

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 setiembre 2017, los ingresos de Enel Generación ascendieron a S/ 1,928.4 millones, disminuyendo en 2.0% respecto al 2016. La reducción de ingresos se debió al menor ingreso por energía, debido a los menores precios de energía pactados en los nuevos contratos.



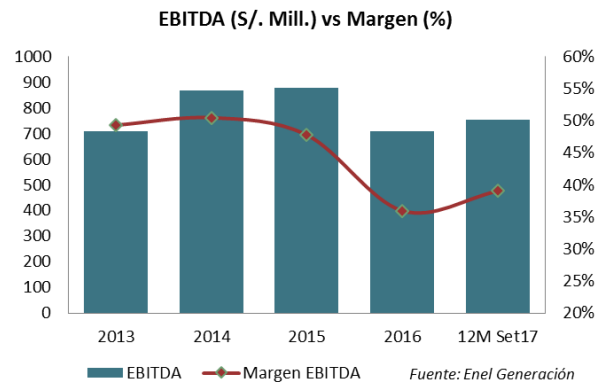
Por su parte, los costos de ventas disminuyeron respecto al 2016 en 6.2%, debido al menor gasto en contingencias tributarias. Anteriormente, estos costos experimentaron un importante incremento (27.8% en el periodo 2015-2016), debido al proceso de arbitraje que la Compañía mantiene actualmente por una 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 disminuyeron en 7.8% respecto al 2016, por el mayor recupero de cuentas por cobrar, mientras que los gastos financieros mostraron un incremento de 7.9%, debido a los gastos asociados a la actualización de la contingencia que mantiene la empresa.

Como consecuencia de lo anterior, el EBITDA aumentó a S/ 752.5 millones, 6.4% por encima de lo alcanzado a diciembre 2016, debido al mayor resultado operativo derivado del mayor margen bruto en el periodo. Por lo tanto, el margen EBITDA aumentó respecto de lo registrado al cierre del 2016 y se ubicó en 39.0%.

A pesar de esta mejora, el indicador de cobertura EBITDA / GF se redujo en el periodo, ubicándose en 24.1x (27.5x al

cierre del 2016), por el incremento de gastos financieros ya mencionado.



La utilidad neta registrada en el año móvil de setiembre 2017, ascendió a S/ 319.2 millones, por encima del resultado neto del ejercicio 2016 (S/ 261.8 millones). El menor resultado fue explicado principalmente por un mayor margen bruto (29.0% a diciembre 2016 vs 32.0% en el año móvil a setiembre 2017). Debido a los mayores resultados del período, el ROE aumentó de 9.6 a 11.0%.

Por otro lado, el flujo de caja operativo en el periodo fue S/ 550.4 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/ 121.6, 131.4 y 16.2 millones, respectivamente.

Así, el nivel de efectivo a setiembre 2017, considerando además la generación acumulada, ascendió a S/ 227.1 millones (S/ 633.7 millones a diciembre 2016), monto que representaba 3.2x la porción corriente de la deuda. El menor efectivo se debe a un préstamo de US\$77 millones realizado para Enel Perú S.A.

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 0.0x en setiembre 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/ 213.3 millones, 51.1% por debajo de lo registrado al cierre del 2016 (S/ 436.2 millones),

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 setiembre 2017, el 33.1% tenía un vencimiento en el corto plazo (38.0% a diciembre 2016).

La menor deuda y la mayor generación de EBITDA, permitió reducir el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) a 0.6x a setiembre 2017. Adicionalmente, el ratio de deuda sobre capitalización se redujo de 13.5 a 6.7% en el periodo analizado.

A igual que en periodos anteriores, la deuda contraída se encuentra denominada principalmente en dólares (88.5% a diciembre 2016 y 76.4% a setiembre 2017). Además, 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 - Set 2017

	Moneda	S/. MM	Vencimiento	% sobre Deuda
Bonos Corporativos	S/. y US\$	176.64	Enero 2028	82.0%
Préstamos Bancarios:				
Bank of Nova Scotia	US\$	2.05	Noviembre 2017	1.0%
Bank of Nova Scotia	US\$	8.31	Enero 2019	3.9%
Banco de Crédito	US\$	28.39	Setiembre 2017	13.2%

* 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 14.1% 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 setiembre 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	sep-17	2016	2015	2014	2013	2012
(Deuda Financ. LP+ Parte corriente DLP) / Patrimonio	< 1.5	0.2	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 1.65x a setiembre 2017, principalmente como consecuencia del 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 (9.8x y 7.0x en el año móvil a setiembre 2017 y diciembre 2016, respectivamente).

Adicionalmente, a setiembre 2017, Enel Generación y sus subsidiarias contaban con líneas de crédito bancarias por un total de S/ 516.3 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 setiembre 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 setiembre 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.

En la sesión de Directorio de abril 2017, se aprobó el primer pago de dividendos del 2017 por S/ 41.8 millones, mientras que en la sección del 16 de noviembre 2017, se aprobó el segundo pago por S/ 10.6 millones.

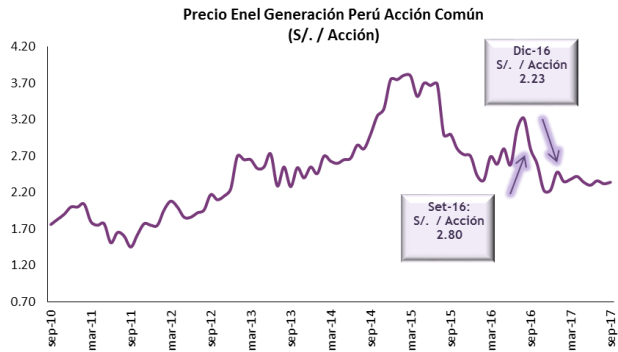
Dividendos Repartidos

(Millones de soles)

	sep-17	2016	2015	2014	2013	2012
Utilidad Neta	319.2	261.8	468.8	557.4	455.1	386.9
Dividendos pagados	131.4	159.4	385.4	432.3	347.6	199.2

Fuente: Enel Generación

A setiembre 2017, el precio de la acción común cerró en S/ 2.34 (S/ 2.23 a diciembre 2016). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización a setiembre 2017 fue de 66.7% (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 Periodo 3.27 3.36 3.41 2.99 2.80 2.55

	LTM Set17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
Rentabilidad						
EBITDA	752,455	707,286	879,126	867,030	709,701	755,345
Mg. EBITDA	39.0%	36.0%	47.8%	50.5%	49.3%	49.6%
EBITDAR	752,455	707,286	879,126	867,030	709,701	755,345
FCF / Ingresos	15.4%	26.7%	11.6%	3.2%	9.3%	13.0%
ROE	11.0%	9.6%	17.4%	20.9%	17.5%	15.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	24.1	27.5	24.0	23.8	17.4	15.6
EBITDA / Servicio de deuda	7.5	3.7	3.0	5.8	3.6	4.1
FCF / Servicio de deuda	3.3	2.9	0.9	0.6	0.9	1.3
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	5.6	6.2	1.1	2.1	1.7	2.3
CFO / Inversión en Activo Fijo	4.5	6.8	10.6	6.0	9.8	6.8
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	9.8	7.0	3.3	7.3	4.4	5.1
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	6.8%	13.5%	19.0%	23.0%	23.3%	25.4%
Deuda financiera total / EBITDA	0.3	0.6	0.7	0.9	1.1	1.1
Deuda financiera neta / EBITDA	0.0	-0.3	0.6	0.7	0.9	0.9
Costo de financiamiento estimado	9.3%	4.6%	5.1%	4.5%	4.9%	5.1%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	32.1%	38.0%	41.0%	14.0%	19.8%	15.8%
Balance						
Activos totales	4,477,398	4,612,316	4,414,341	4,540,403	4,618,464	4,536,263
Caja e inversiones corrientes	227,137	633,652	86,309	221,332	171,782	187,108
Deuda financiera Corto Plazo	68,513	165,648	256,609	113,291	157,384	137,382
Deuda financiera Largo Plazo	144,769	270,588	368,507	693,379	638,999	730,399
Deuda financiera total	213,282	436,236	625,116	806,670	796,383	867,781
Deuda fuera de Balance	4,173	2,627	3,556	2,746	2,550	8,819
Deuda ajustada total	217,455	438,863	628,672	809,416	798,933	876,600
Patrimonio Total	2,912,735	2,739,302	2,607,833	2,639,981	2,568,481	2,510,849
Acciones preferentes + Interés minoritario	69,700	72,807	67,238	71,138	66,797	67,217
Capitalización ajustada	3,199,890	3,250,972	3,303,743	3,520,535	3,434,211	3,454,666
Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min.	2,982,435	2,812,109	2,675,071	2,711,119	2,635,278	2,578,066
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	550,400	802,456	661,151	584,384	535,924	464,838
Variación de capital de trabajo	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja operativo (CFO)	550,400	802,456	661,151	584,384	535,924	464,838
Flujo de caja no operativo / no recurrente	0					
Inversiones en Activos Fijos	-121,562	-118,096	-62,439	-96,733	-54,922	-68,062
Dividendos comunes	-131,390	-159,395	-385,383	-432,331	-347,557	-199,232
Flujo de caja libre (FCF)	297,448	524,965	213,329	55,320	133,445	197,544
Ventas de Activo Fijo, Netas	229,554	229,554	98	0	0	2,810
Otras inversiones, neto	-356,973	4,773	-58,877	65,615	23,955	1,859
Variación neta de deuda	-227,300	-184,618	-264,847	-36,513	-128,565	-134,678
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses)	-16,208	-23,817	-30,713	-37,811	-44,161	-49,629
Variación de caja	-73,479	550,857	-141,010	46,611	-15,326	17,906
Resultados						
Ingresos	1,928,370	1,966,891	1,840,060	1,717,829	1,439,361	1,524,139
Variación de Ventas	-2.0%	6.9%	7.1%	19.3%	-5.6%	11.8%
Utilidad operativa (EBIT)	553,497	501,706	654,886	656,476	500,080	544,826
Gastos financieros	31,172	25,751	36,619	36,456	40,726	48,305
Resultado neto	319,158	261,796	468,791	557,398	455,085	386,886
Información y ratios sectoriales						
Generación Bruta (GWh.)	7,982	8,152	8,370	8,848	8,700	9,445
Participación en el COES	16.3%	16.9%	18.8%	21.2%	21.9%	23.7%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

(S/. Miles)

2019 2020 +
54,331 90,438

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.	83.60 %
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.