

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

Informe Anual

Clasificaciones

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

Con información financiera auditada a diciembre 2017 y no auditada a marzo 2018.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 31/05/2018 Y 30/11/2017.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

| S/. MM | LTM Mar18 | Dic-17 | Dic-16 |
|--------------------------------|-----------|---------|---------|
| Ingresos | 2,025.5 | 1,968.9 | 1,966.9 |
| EBITDA | 689.7 | 714.5 | 707.3 |
| Flujo de Caja Operativo | 480.5 | 560.2 | 802.7 |
| Deuda Total | 148.0 | 212.0 | 441.1 |
| Caja | 270.5 | 275.6 | 633.7 |
| Deuda Financiera / EBITDA | 0.2 | 0.3 | 0.6 |
| Deuda Financiera Neta / EBITDA | -0.2 | -0.1 | -0.3 |
| EBITDA/ Gastos Financieros | 25.3 | 24.8 | 27.5 |

Fuente: Enel Generación

Metodologías Aplicadas

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

Analistas

Sandra Guedes P.

(511) 444 5588

sandra.guedes@aai.com.pe

Julio Loc

(511) 444 5588

julio.loc@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 2018, ascendieron a S/ 110.2 y 32.3 millones, así como a los valores que se emitan bajo el Sexto Programa de Bonos Corporativos, hasta por US\$350 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 primera generadora de energía eléctrica del país con el 14.5% del total de la potencia efectiva del sistema (11,017.9 MW).

Asimismo, la potencia efectiva conjunta de ambas empresas alcanzó 1,594.6 MW, y se distribuye en un 44.7% en centrales hidroeléctricas y 55.3% en centrales térmicas a gas natural y diésel. Durante los 12 meses terminados en marzo 2018, la energía producida por Enel Generación y subsidiaria ascendió a 7,232.8 GWh y representó el 14.7% del total despachado en el SEIN (6,990.1 GWh y 14.3% a dic. 17)

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 de energía más importante de Italia y se ubica entre las más importantes de Europa con operaciones en 37 países y una capacidad de más de 84,000 MW. Asimismo, cuenta con más de 64 millones de clientes, los cuales generaron ingresos por €74.6 mil millones para el 2017 (€70.6 mil millones a diciembre 2016).

En los últimos años, Enel Generación ha reportado una ligera caída en la generación de EBITDA. Durante los 12 meses terminados en marzo 2018, el EBITDA ascendió a S/ 689.7 millones, reduciéndose en 3.5% respecto al del 2017, debido al menor margen bruto (27% en el año móvil a marzo 2018 vs 29% en el 2017), como consecuencia del mayor consumo de petróleo y de la compra de energía en el mercado *spot*.

A pesar de la menor generación de caja, Enel Generación Perú mantiene un nivel de apalancamiento bajo, financia parte de su *capex* y mantiene su política de dividendos. De tal manera que, en el año móvil a marzo 2018, la empresa ha reducido su deuda financiera.

En febrero del 2018, Enel Generación incrementó el *payout* recogido en su política de dividendos, de manera que se contempla repartir hasta el 75% de la utilidad distribuible para atender sus planes de inversión, distribuyendo tres dividendos provisorios de hasta 75% de las utilidades acumuladas a cada momento, y un dividendo complementario que se pagara en la fecha que determine el directorio.

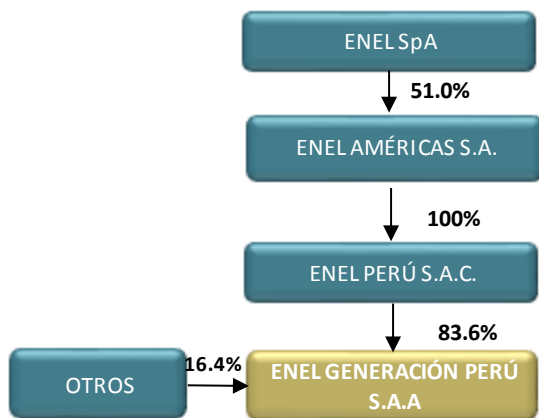
¿Qué podría gatillar la clasificación?

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.

■ **Perfil**

Enel Generación es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,594.6 MW. Es controlada por el grupo Enel, compañía multinacional que posee actualmente el 83.6% del accionariado.

De esta manera, 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 de energía más importante de Italia, así como una de las más importantes en Europa en términos de capacidad instalada (más de 84,900 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 99.99% 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 de hasta el 75% de las utilidades distribuibles, 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.

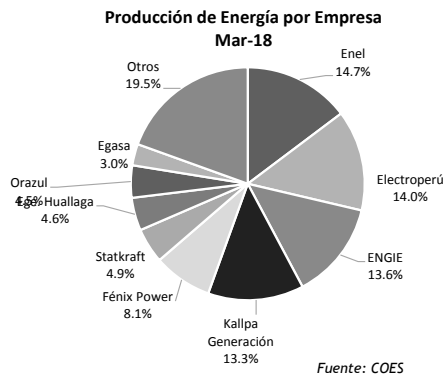
Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements (PPA)*, de mediano o largo plazo entre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

A marzo 2018, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,537.6 MW, superior de la registrada a fines del 2017 (10,248.2 MW). Este incremento se debe a la entrada de cuatro generadoras en el primer trimestre del 2018, entre las cuales destacan la Central Solar Rubí de Enel Green Power Perú S.A. (144.48 MW de potencia instalada) y el ciclo

combinado de Termochilca (123.6 MW de potencia instalada) en marzo 2018.

En línea con lo descrito, a marzo 2018, la participación de generación térmica en la potencia instalada del sistema se mantuvo respecto a diciembre 2017 en 57.6%, mientras que la participación hidráulica (sin incluir centrales RER) disminuyó de 39.1 a 38.2%

Cabe destacar la participación de los RER no convencionales, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria, que alcanzaron 5.7% de la potencia instalada total, debido a la entrada de la C.S. Rubí (144.5 MV) y la C.S. Intipampa (40.5 MW). Por otro lado, es importante mencionar que del total de la producción de centrales térmicas, el 89.8% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Por su parte, la energía generada en los 12 meses terminados a marzo 2018 alcanzó los 49,196 GWh, manteniéndose respecto al 2017. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 5.4% entre los años 2013 y 2017.

A marzo 2018, la potencia instalada hidroeléctrica se mantuvo respecto a diciembre 2017, mientras que la potencia termoeléctrica aumentó en 2.7%. A pesar de este incremento, en los últimos 12 meses terminados a marzo 2018, la generación RER e hídrica desplazaron a la producción térmica; creciendo en 19.8 y 1.4%, respectivamente; mientras que la producción térmica se redujo en 3.1%.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 39.0% y de origen hidráulico en 55.6%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas aumentaron su participación respecto del cierre del 2017 (4.6%), llegando a 5.5% en el año móvil a marzo 2018, y se espera que mantengan esta participación 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. A marzo 2018, la máxima demanda ascendió a 6,639.7 MW, superior en 0.7% a la máxima demanda registrada durante el 2017.

La máxima demanda alcanzada, durante el 2017, representó 82.2% de la demanda máxima proyectada para el 2017 por la Dirección General de Electricidad (DGE). 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 2018-2020, se proyectan alrededor de ocho proyectos de inversión, cuyo monto de inversión asciende a US\$673 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 2018-2020, con fecha de operación comercial dentro del 2018, no cuentan con avance de proyecto a diciembre 2017. De los 11 proyectos de inversión planificados para el periodo 2018-2023, sólo tres 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. La Virgen | Junín | La Virgen | 84 | 1T2018 |
| 2 C. E. Wayra I | Ica | Enel Green Power Perú | 126 | 2T2018 |
| 3 C.T. Santo Domingo de los Olleros | Lima | Termochilca | 100 | 3T2018 |
| 4 C.H. Belo Horizonte | Huánuco | Odebrecht | 180 | 4T2021 |
| 5 C.H. Veracruz | Amazonas | Cia. Energética Veracruz | 635 | 1T2022 |
| 6 C.H. San Gabán | Puno | Hydro Global Perú | 205 | 3T2023 |
| 7 C.H. Chadín II | Amazonas | AC Energía | 600 | 4T2023 |

Fuente: Osinergmin

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 2018, 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.

Sin embargo, en el 2017, se siguieron presentando problemas de congestión en la interconexión Centro-Sur, debido a la carga de proyectos mineros en el sur del país. El límite de la interconexión Centro-Sur a diciembre 2017 fue 1,230 MW (860 MW a diciembre 2016), debido al ingreso de

la línea de transmisión en 500 kV Mantaro-Poroma-Socabaya-Montalvo.

A partir de octubre 2017, los costos marginales son calculados por el COES como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión, calculado por cada barra del SEIN. Con excepción de un evento de congestión en las líneas de transmisión, los costos marginales de cada barra no deben variar significativamente respecto a la barra de referencia (Santa Rosa 220 kV).

En los 12 meses terminados a marzo 2018, el mayor costo marginal del sistema fue en promedio 13.14 US\$/MWh (22.4% por encima del promedio de la barra de referencia), mientras que el menor costo marginal fue 10.1 US\$/MWh (5.8% por debajo del promedio de la barra de referencia).

El incremento en los costos respecto al 2017 (de 9.53 US\$/MWh a 10.74 US\$/MWh) se debe a un incidente en el ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea en febrero del 2018, que detuvo el abastecimiento normal de Gas de Camisea por unos días para las empresas generadoras del país, aumentando el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa de 6.33 US\$/MWh en enero 2018 a 29.68 US\$/MWh en febrero 2018.

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.

El 1 de enero del 2018 entró en vigencia el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobado con D.S. N°026-2016-EM, conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); y ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, se establece que 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 para atender sus contratos de suministro ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la máxima demanda registrada 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 a costo marginal de corto plazo, 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.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP (con algunas excepciones para el caso de los participantes generadores) estarán 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.

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 considerando las restricciones reales en la transmisión eléctrica y el transporte de gas, definidos como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión.

Mediante Decreto Supremo N° 019-2017-EM se modificó la frecuencia con la cual los generadores que utilicen el gas natural como combustible declaren su precio único de gas, de una vez al año en el mes de junio a dos veces al año; uno en mayo para el periodo de estiaje y otro en noviembre para el periodo de avenida.

En diciembre 2017, mediante el Decreto Supremo N° 043-2017-EM se estableció el valor mínimo para la declaración única del precio de gas natural correspondiente al valor de la parte variable del contrato de suministro suscrito entre el productor y el generador eléctrico. El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, será calculado por cada generador, y su cálculo será verificado por el COES. Asimismo se regresó a una declaración anual de precios.

El 13 de diciembre de 2017 se publicó el Decreto Supremo 040-2017-EM, con el cual se estipula: A) Que en casos de Situación Excepcional el COES podrá emitir disposiciones para la operación del SEIN (por ejemplo, exceder las tolerancias de tensión y frecuencia) a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional. B) Que las empresas entreguen información de inflexibilidades operativas de las unidades de generación al COES y OSINERGMIN; así mismo, autoriza a OSINERGMIN disponer las acciones de

supervisión y/o fiscalización correspondiente para lo cual debe aprobar el procedimiento correspondiente.

Por otro lado, en el Ministerio de Energía y Minas, el Viceministerio de Energía se reemplazó por, el Viceministerio de Electricidad y el Viceministerio de Hidrocarburos

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.

La empresa cuenta con pólizas de seguro vigente, que aseguran los daños causados por este evento. A marzo 2018, la empresa ha recibido indemnizaciones por dicho concepto por S/ 158.9 millones. 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 1,594.6 MW. Asimismo, a marzo 2018, su potencia firme ascendió a 1,552.6 MW, la misma que representó el 14.7% de la capacidad firme total del SEIN (10,537.6 MW a marzo 2018).

| Centrales | Mar-18 | 2017 | Factor de Carga | |
|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------|--------------|
| | Potencia Efectiva MW | Potencia Efectiva MW | Mar-18 | 2017 |
| C.H. Huinco | 277.9 | 267.8 | 75.6% | 52.1% |
| C.H. Matucana | 137.0 | 137.0 | 85.8% | 67.6% |
| C.H. Chimay | 154.8 | 154.8 | 88.8% | 80.9% |
| C.H. Callahuanca | - | - | - | - |
| C.H. Moyopampa | 69.2 | 69.1 | 83.8% | 70.4% |
| C.H. Yanango | 43.1 | 42.6 | 87.2% | 60.6% |
| C.H. Huampaní | 30.9 | 30.9 | 79.9% | 94.9% |
| C.T. Ventanilla (GN) | 479.3 | 479.3 | 64.2% | 89.6% |
| C.T. Santa Rosa | 402.6 | 414.6 | 19.7% | 14.6% |
| TOTAL | 1,594.6 | 1,596.2 | 60.9% | 59.6% |

Fuente: Enel Generación

A marzo 2018, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 55.3% es de origen hidráulico y 44.7% de origen térmico (56.0 y 44.0%, respectivamente a diciembre 2017).

Principales Indicadores

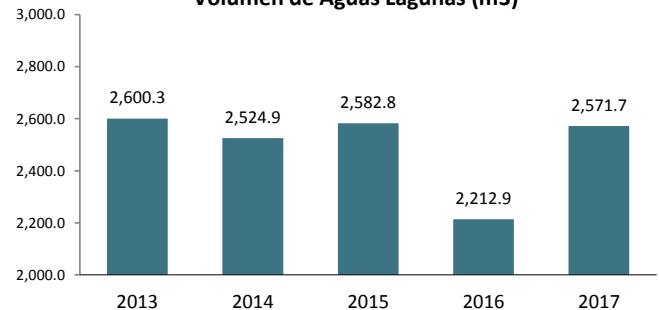
| | 2015 | 2016 | 2017 | 12m Mar18 |
|------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Generación GWh | 8,370 | 8,152 | 7,000 | 7,252 |
| Hidráulica | 4,725 | 4,207 | 4,066 | 3,888 |
| Térmica | 3,644 | 3,945 | 2,934 | 3,364 |
| Hidráulica (%) | 56.5% | 51.6% | 58.1% | 53.6% |
| Térmica (%) | 43.5% | 48.4% | 41.9% | 46.4% |
| Regulados | 4,531 | 5,029 | 4,838 | 4,565 |
| Libres | 3,441 | 3,661 | 4,009 | 4,357 |
| Spot | 961 | 583 | 547 | 799 |
| Total Volumen vendido (GWh) | 8,932 | 9,274 | 9,394 | 9,721 |
| Compras Energía | -714 | -1,270 | -2,537 | -2,362 |
| Ventas (Compras) Netas Spot | 247 | -686 | -1,990 | -1,563 |
| Ingresos | 1,824,265 | 1,951,935 | 1,958,451 | 2,024,728 |
| Precio Promedio Soles | 204.2 | 210.5 | 208.5 | 208.3 |
| Tipo de Cambio | 3.4 | 3.4 | 3.2 | 3.2 |
| Precio Promedio US\$ / MWh. | 59.9 | 62.7 | 64.3 | 64.5 |

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.

Volumen de Aguas Lagunas (m³)

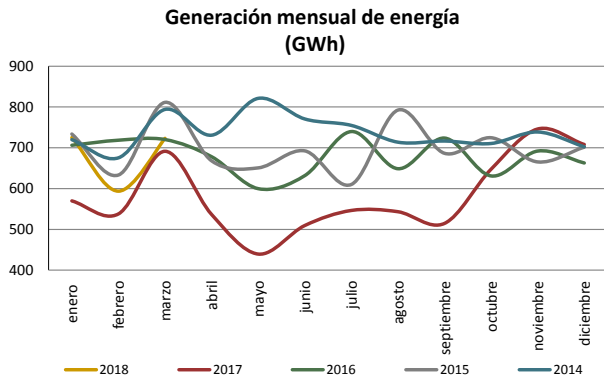


Fuente: Enel Generación

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 el año móvil a marzo 2018, aumentó a 7,232.8 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES. Dicha generación incrementó en 3.5% respecto al total generado durante el periodo 2017 (6,990.1 GWh), por una mayor actividad de las centrales térmicas en el periodo de análisis, especialmente por la Central Térmica Ventanilla.



Fuente: COES

La empresa espera que la Central Hídrica Callahuanca entre en operación en el segundo semestre del 2018.

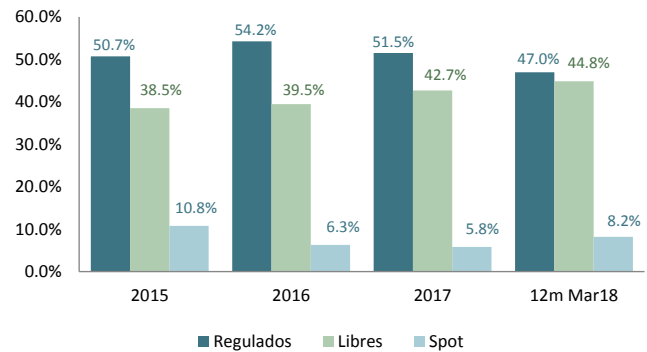
En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable, por lo que la diversificación de fuentes (hidráulica y térmica) y la eficiencia de sus plantas (tecnología de ciclo combinado, sistema dual) le ha permitido a Enel Generación mantener una presencia importante en el Sistema, ya que 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 21.7% de la generación total en el año móvil a marzo 2018 y el 14.0% de la potencia firme (21.6 y 14.4%, respectivamente, en el 2017).

Si se considera solo Electroperú, ésta representaba el 15.8% de la generación nacional en el periodo (15.9% a diciembre 2017) 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. A marzo 2018, contaban con contratos vigentes con 112 clientes libres y 7 clientes regulados, con un plazo promedio de 14.5 años.

Composición del Volumen de Ventas (% del total de ventas)



Fuente: Enel Generación

De esta manera, al cierre del periodo de análisis, las ventas a clientes regulados disminuyeron respecto al 2017, representando 47.0% de las ventas totales (51.5% en el 2017). 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 8.7% respecto al 2017. Entre los principales clientes libres se encontraban: Minera Las Bambas (contrato iniciado en setiembre 2017), Minera Chinalco, Hudbay Perú, Productos Tissue del Perú y Minera Shouxin Perú.

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

Diciembre 2017

En el 2017, los ingresos de Enel Generación ascendieron a S/ 1,968.9 millones, manteniéndose respecto al 2016, debido a que el incremento de los ingresos por potencia fue compensado por los menores ingresos por energía.

Los mayores ingresos por potencia se debieron a la mayor potencia contratada en el periodo (1,548.2 MW a dic. 17 vs 1,421.1 MW a dic. 16), especialmente con los clientes libres (crecimiento de 56.0% respecto al 2016). Además de este incremento, la Empresa ha logrado alargar ligeramente el plazo promedio de los contratos (11.2 años) y mantener el precio promedio por potencia estable.

En el caso de los ingresos por energía, éstos disminuyeron en 7.9%, a pesar de un incremento del 1.3% en el volumen total de energía vendida, por el menor precio promedio (37.5 US\$/MWh a dic.17 vs 39.8 US\$/MWh a dic.16).

Los costos de venta se mantuvieron respecto al 2016, debido a que los mayores costos por la compra de energía, potencia y peaje, fueron compensados por los costos en los que incurrió la Empresa durante el 2016 debido a una controversia en términos de resolución de contrato con un antiguo cliente.

Del mismo modo, los gastos administrativos disminuyeron en 15.6% respecto al 2016, por recuperos de cuentas por cobrar y la reducción de los gastos asociados a servicios prestados por terceros, mientras que los gastos financieros netos disminuyeron respecto al 2016 debido a los mayores ingresos financieros. El incremento en los ingresos financieros se debió a que los excedentes de caja de la compañía se encuentran bajo un esquema de remuneraciones en cuentas corrientes bancarias en ambas monedas a tasas de mercado competitivas.

Como consecuencia de lo anterior, el EBITDA¹ aumentó a S/ 714.5 millones, incrementando muy ligeramente respecto a 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 36.3%.

A pesar de esta mejora, el indicador de cobertura EBITDA / GF se redujo en el periodo, ubicándose en 24.8x (27.5x al cierre del 2016), por el incremento de gastos financieros ya mencionado.

La utilidad neta registrada en el 2017, ascendió a S/ 447.2 millones, por encima del resultado neto del ejercicio 2016 (S/ 251.1 millones). El mayor resultado se debe a que en 2016 la empresa tuvo que asumir gastos asociados a la racionalización de proyectos, mientras que en 2017 se tuvieron mayores ingresos no operativos debido a que se recibieron ingresos por la indemnización del seguro relacionado a los daños materiales y al lucro cesante de la central Callahuanca y a los mayores ingresos financieros; y se contó con una disminución del impuesto a la renta. Debido a los mayores resultados del período, el ROE aumentó de 9.6 a 15.4%.

Por otro lado, el flujo de caja operativo en el periodo fue S/ 560.2 millones (S/ 802.7 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/ 137.3, 199.5 y 14.3 millones, respectivamente.

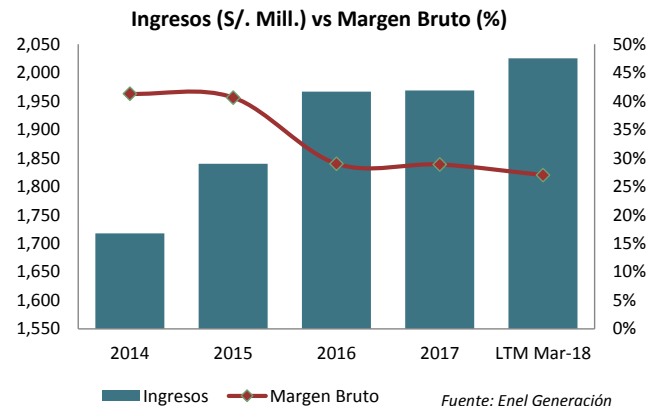
¹ EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.
Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración

Así, el nivel de efectivo a diciembre 2017, considerando además la generación acumulada, ascendió a S/ 275.6 millones (S/ 633.7 millones a diciembre 2016), monto que representaba 4.0x la porción corriente de la deuda. El menor efectivo se debe a un préstamo de US\$77 millones realizado para Enel Perú S.A.

En los últimos años, Enel Generación ha reportado una ligera caída en la generación de EBITDA. Sin embargo, la compañía ha logrado mantener niveles bajos 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 - 0.1x en diciembre 2017.

Marzo 2018

En los 12 meses terminados a marzo 2018, los ingresos de Enel Generación fueron S/ 2,025.5 millones, superiores a los resultados del 2017. Lo anterior se debió al incremento de los ingresos por potencia y peaje, a pesar de que la potencia contratada, a marzo 2018, se mantuvo respecto a diciembre 2017 (1,533 MW); y al mayor ingreso por energía, debido al mayor volumen de energía vendida en el periodo, a pesar de la ligera caída del precio promedio por venta de energía.



En el caso de los costos de venta, éstos aumentaron respecto al 2017 en 5.6%, principalmente por el incremento del gasto en compra de petróleo y el crecimiento de las ventas de energía.

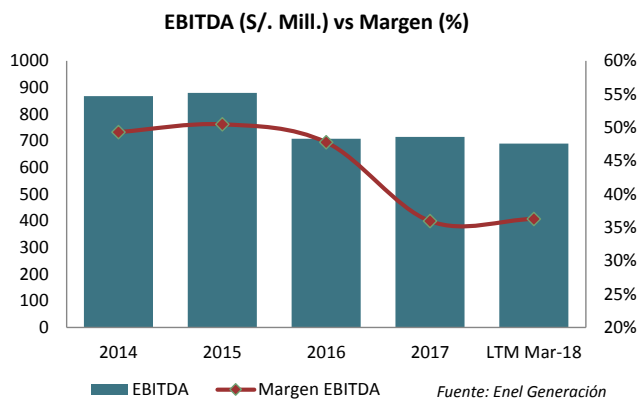
La mayor compra de petróleo se debió al desabastecimiento de gas natural, como consecuencia a un incidente relacionado en el ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea, en febrero del 2018, operado por la

El cálculo del EBITDA no incluye los ingresos no operativos por la indemnización del seguro relacionado a los daños materiales y al lucro cesante de la central Callahuanca

empresa Transportadora de Gas del Perú, que impidió el abastecimiento normal de Gas de Camisea en las generadoras del país, suspendiendo la producción de las centrales térmicas de Enel por unos días en el mes de febrero.

Los gastos administrativos aumentaron a S/ 61.8 millones, creciendo en 6.1% respecto al 2017. Este incremento se debe a los mayores gastos en servicios prestados por terceros.

Debido al incremento de los costos de ventas, el EBITDA² del periodo fue S/ 689.7 millones, disminuyendo respecto al 2017. Por lo tanto, el margen EBITDA disminuyó a 34.1%, mientras que el indicador de cobertura EBITDA / GF aumentó a 25.3x.



La utilidad neta registrada en el año móvil a marzo 2018 aumentó a S/ 465.5 millones, superior al resultado del 2017, debido a los mayores resultados no operativos, producto de los ingresos por la indemnización del seguro relacionado a los daños materiales y al lucro cesante de la central Callahuanca. A marzo 2018, estos ingresos suman S/ 158.9 millones. De esta manera, el ROE aumentó a 15.5% (15.4% a diciembre 2017).

Por el contrario, el flujo de caja operativo en el periodo fue S/ 480.5 millones, por debajo del alcanzado en el 2017; debido a la menor cobranza a clientes. Dicho monto, sumado al saldo disponible de caja, permitió cubrir las inversiones en activo fijo, pago de dividendos y otros financiamientos netos por S/ 137.3, 124.9 y 38.9 millones, respectivamente. Gracias a esto, el nivel de efectivo a marzo 2018, ascendió a S/ 270.5 millones, monto que representaba 8.1x la porción corriente de la deuda.

² EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración

Es importante mencionar que la Compañía tiene un sistema de gestión financiera del circulante entre las compañías del Grupo Enel en Perú, mediante la realización de préstamos hasta por USD 200.00 MM con el fin de optimizar los excedentes de caja, sumado a ello la Compañía mantiene líneas comprometidas bancarias por el monto de S/ 101.5 MM con diversas entidades financieras de primera línea del país, permitiéndole así afrontar sus necesidades de liquidez de manera eficiente y en el momento que considere oportuno.

Gracias a la generación de EBITDA; la Empresa ha logrado reducir su nivel 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 -0.2x a marzo 2018.

■ Estructura de capital

Diciembre 2017

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/ 212.0 millones, 51.4% por debajo de lo registrado al cierre del 2016 (S/ 436.2 millones), principalmente por la cancelación del arrendamiento financiero por un valor de S/ 73.8 MM. Del total de la deuda mantenida al cierre del 2017, el 31.8% tenía un vencimiento en el corto plazo (38.0% a diciembre 2016).

La menor deuda permitió reducir el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) a 0.3x a diciembre 2017. Adicionalmente, el ratio de deuda sobre capitalización se redujo de 13.8 a 6.6% en el periodo analizado.

Al igual que en periodos anteriores, la deuda contraída se encuentra denominada principalmente en dólares (88.5% a diciembre 2016 y 76.0% a diciembre 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.

El cálculo del EBITDA no incluye los ingresos no operativos por la indemnización del seguro relacionado a los daños materiales y al lucro cesante de la central Callahuanca

Deuda Financiera de Largo Plazo - Dic 2017

| | Moneda | S/. MM | Vencimiento | % sobre Deuda |
|----------------------------|------------|--------|--------------|---------------|
| Bonos Corporativos | S/. y US\$ | 177.82 | Enero 2028 | 83.9% |
| Préstamos Bancarios | | | | |
| Bank of Nova Scotia | US\$ | 6.88 | Enero 2019 | 3.2% |
| Banco de Crédito | US\$ | 27.29 | Febrero 2018 | 12.9% |

* 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 12.9% 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\$0.2 millones a diciembre 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 | 2017 | 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 | 0.3 | 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 1.64x en el 2016 a 2.11x a diciembre 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 (10.1x y 7.3x en el 2017 y diciembre 2016, respectivamente).

Marzo 2018

La deuda financiera se redujo a S/ 148.0 millones, por debajo del 2017, principalmente por la cancelación del préstamo bancario con el Banco de Crédito. Del total de la deuda mantenida a marzo 2018, sólo el 18.9% era deuda corriente.

Debido a la reducción de la deuda, y el mayor EBITDA, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) se redujo a 0.2x a marzo 2018. Del mismo modo, el ratio de deuda sobre capitalización se redujo a 4.7%.

Del total de la deuda, 65.7% se encuentra denominado en dólares (76.0% a diciembre 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. A diferencia de periodos anteriores, el 100% de la deuda cuenta con tasa fija.

Deuda Financiera de Largo Plazo - Mar 20178

| | Moneda | S/. MM | Vencimiento | % sobre Deuda |
|----------------------------|------------|--------|-------------|---------------|
| Bonos Corporativos | S/. y US\$ | 142.53 | Enero 2028 | 67.2% |
| Préstamos Bancarios | | | | |
| Bank of Nova Scotia | US\$ | 5.48 | Enero 2019 | 2.6% |

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

El indicador de liquidez, a marzo 2018, se elevó a 2.22x, superior al reportado en diciembre 2017 de 2.11x, debido a la cancelación de la deuda bancaria. De esta manera, la Empresa muestra una elevada capacidad de repago del servicio de deuda, a partir de la generación de caja y la caja acumulada de 15.8x.

■ Características de los instrumentos

A marzo 2018, 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 (Dic-17)

| Programa | Emisión | Monto (MM) | Colocación | Vencimiento |
|------------------------|-----------|------------|-------------|----------------|
| Tercer Programa Edegel | 1era. - A | S/. 25.00 | Junio. 2007 | Junio 2022 |
| | 3era. - A | S/. 25.00 | Julio. 2007 | Julio 2019 |
| | 8va. - A | \$10.00 | Ene. 2008 | Enero 2028 |
| | 11 - A | \$8.17 | Enero. 2009 | Enero 2019 |
| Cuarto Programa Edegel | 5ta. - A | \$10.00 | Sep. 2010 | Setiembre 2020 |

Fuente: Enel Generación

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

Sexto Programa de Bonos Corporativos de Enel Generación Perú

El programa tendrá una vigencia de seis años desde el momento de su inscripción.

El monto del programa será hasta por un total emitido de US\$350 millones o su equivalente en Soles, en una o más emisiones, las cuales a su vez podrán comprender una o más series. Las emisiones y series tendrán el carácter de *pari passu*, y contarán únicamente con una garantía genérica sobre el patrimonio del emisor.

Los recursos obtenidos se utilizarán para reperfilar la deuda financiera vigente (alrededor del 38.2%), financiar inversiones y financiar las necesidades de financiación adicionales de la compañía (aproximadamente 61.8), entre otros.

El Emisor podrá ejecutar la opción de rescate total o parcial en cualquier fecha según se especifique para cada emisión en los Contratos Complementarios respectivos y en el Aviso

de Oferta respectivo. Asimismo, podrá ejecutar dicha opción en cualquiera de las situaciones especificadas por Ley.

Las características relacionadas con el plazo, el tipo de amortización, y la tasa serán establecidas en los Contratos Complementarios correspondientes.

Finalmente, es importante resaltar que para este programa no se han establecido *covenants* financieros. Sin embargo, la Clasificadora considera que lo anterior no afecta a la clasificación, debido a que el historial de buen desempeño y pago oportuno de la deuda que mantiene Enel permite prever que la compañía mantendrá los niveles de solvencia y flexibilidad financiera adecuados para su clasificación de riesgo. De cualquier manera, la compañía debe cumplir con los *covenants* financieros establecidos en los otros programas de bonos que mantienen emisiones vigentes.

Si bien el programa contempla un monto de emisión de hasta US\$350 millones, las emisiones se realizarán según las necesidades que se presenten a la compañía. La Clasificadora espera que, dada la estabilidad en sus flujos de caja, el nivel de apalancamiento se mantenga por debajo de 2.5x (considerando el monto del programa en su totalidad). A la fecha de elaboración del presente informe no existían emisiones bajo el marco del Quinto Programa.

Acciones Comunes

El capital social de Enel Generación, a marzo 2018, 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 26 de febrero del 2018, se acordó como política de dividendos la repartición de hasta el 75% de las utilidades de libre disposición, cuyos montos y fecha de pago serían definidos por el Directorio en cada oportunidad.

En las sesiones de Directorio de abril 2016 y abril 2017, se aprobaron los dividendos provisorios para el 2017; por S/ 77.9 millones a marzo 2017, S/ 41.8 millones a junio 2017 y S/ 64.9 millones a setiembre 2017; y el dividendo complementario por S/ 75.4 millones a diciembre 2017.

Del mismo modo, en la sesión de Directorio de abril 2017, se aprobó el dividendo provisorio a marzo 2018 por S/ 80.5 millones.

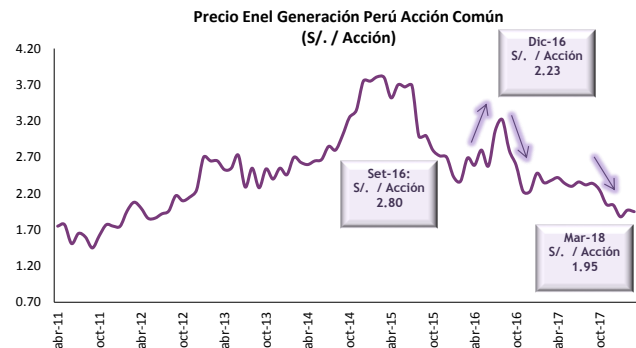
Dividendos Repartidos

(Millones de soles)

| | LTM | Mar-18 | 2017 | 2016 | 2015 | 2014 | 2013 |
|--------------------|-----|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Utilidad Neta | | 478.6 | 460.4 | 261.8 | 468.8 | 557.4 | 455.1 |
| Dividendos pagados | | 124.9 | 199.5 | 159.4 | 385.4 | 432.3 | 347.6 |

Fuente: Enel Generación

A marzo 2018, el precio de la acción común cerró en S/ 1.95 (S/ 2.38 a marzo 2017). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización a marzo 2018 fue de 75.0% (73.91% a marzo 2017).



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 | 3.23 | 3.24 | 3.36 | 3.41 | 2.99 | 2.80 | 2.55 |
|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | LTM Mar18* | dic-17* | dic-16* | dic-15 | dic-14 | dic-13 | dic-12 |
| Rentabilidad | | | | | | | |
| EBITDA | 689,715 | 714,466 | 706,286 | 879,126 | 867,030 | 709,701 | 755,345 |
| Mg. EBITDA | 34.1% | 36.3% | 35.9% | 47.8% | 50.5% | 49.3% | 49.6% |
| EBITDAR | 689,715 | 714,466 | 706,286 | 879,126 | 867,030 | 709,701 | 755,345 |
| FCF / Ingresos | 10.8% | 11.3% | 26.7% | 11.6% | 3.2% | 9.3% | 13.0% |
| ROE | 15.5% | 15.4% | 9.2% | 17.4% | 20.9% | 17.5% | 15.4% |
| Cobertura | | | | | | | |
| EBITDA / Gastos financieros | 25.3 | 24.8 | 27.4 | 24.0 | 23.8 | 17.4 | 15.6 |
| EBITDA / Servicio de deuda | 11.4 | 7.3 | 3.6 | 3.0 | 5.8 | 3.6 | 4.1 |
| FCF / Servicio de deuda | 4.0 | 2.6 | 2.8 | 0.9 | 0.6 | 0.9 | 1.3 |
| (FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda | 8.5 | 5.4 | 6.0 | 1.1 | 2.1 | 1.7 | 2.3 |
| CFO / Inversión en Activo Fijo | 3.5 | 4.1 | 6.8 | 10.6 | 6.0 | 9.8 | 6.8 |
| (EBITDA + caja) / Servicio de deuda | 15.8 | 10.1 | 6.8 | 3.3 | 7.3 | 4.4 | 5.1 |
| Estructura de capital y endeudamiento | | | | | | | |
| Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada | 4.7% | 6.6% | 13.8% | 19.0% | 23.0% | 23.3% | 25.4% |
| Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres) | 0.30 | 0.36 | 0.54 | 0.90 | 1.30 | 1.39 | 1.71 |
| Deuda financiera total / EBITDA | 0.2 | 0.3 | 0.6 | 0.7 | 0.9 | 1.1 | 1.1 |
| Deuda financiera neta / EBITDA | -0.2 | -0.1 | -0.3 | 0.6 | 0.7 | 0.9 | 0.9 |
| Costo de financiamiento estimado | 12.4% | 8.8% | 4.6% | 5.1% | 4.5% | 4.9% | 5.1% |
| Deuda financiera CP / Deuda financiera total | 22.6% | 32.7% | 38.7% | 41.0% | 14.0% | 19.8% | 15.8% |
| Balance | | | | | | | |
| Activos totales | 4,505,086 | 4,509,218 | 4,539,556 | 4,414,341 | 4,540,403 | 4,618,464 | 4,536,263 |
| Caja e inversiones corrientes | 270,507 | 275,642 | 633,652 | 86,309 | 221,332 | 171,782 | 187,108 |
| Deuda financiera Corto Plazo | 33,426 | 69,219 | 170,482 | 256,609 | 113,291 | 157,384 | 137,382 |
| Deuda financiera Largo Plazo | 114,580 | 142,765 | 270,588 | 368,507 | 693,379 | 638,999 | 730,399 |
| Deuda financiera total | 148,006 | 211,984 | 441,070 | 625,116 | 806,670 | 796,383 | 867,781 |
| Deuda fuera de Balance | 4,147 | 2,536 | 2,627 | 3,556 | 2,746 | 2,550 | 8,819 |
| Deuda ajustada total | 152,153 | 214,520 | 443,697 | 628,672 | 809,416 | 798,933 | 876,600 |
| Patrimonio Total | 3,007,832 | 2,966,775 | 2,710,055 | 2,607,833 | 2,639,981 | 2,568,481 | 2,510,849 |
| Acciones preferentes + Interés minoritario | 71,801 | 70,727 | 72,807 | 67,238 | 71,138 | 66,797 | 67,217 |
| Capitalización ajustada | 3,231,786 | 3,252,022 | 3,226,559 | 3,303,743 | 3,520,535 | 3,434,211 | 3,454,666 |
| Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min. | 3,079,633 | 3,037,502 | 2,782,862 | 2,675,071 | 2,711,119 | 2,635,278 | 2,578,066 |
| Flujo de caja | | | | | | | |
| Flujo generado por las operaciones (FFO) | 480,515 | 560,224 | 802,719 | 661,151 | 584,384 | 535,924 | 464,838 |
| Variación de capital de trabajo | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Flujo de caja operativo (CFO) | 480,515 | 560,224 | 802,719 | 661,151 | 584,384 | 535,924 | 464,838 |
| Flujo de caja no operativo / no recurrente | 0 | | | | | | |
| Inversiones en Activos Fijos | -137,282 | -137,282 | -118,096 | -62,439 | -96,733 | -54,922 | -68,062 |
| Dividendos comunes | -124,852 | -199,515 | -159,395 | -385,383 | -432,331 | -347,557 | -199,232 |
| Flujo de caja libre (FCF) | 218,381 | 223,427 | 525,228 | 213,329 | 55,320 | 133,445 | 197,544 |
| Ventas de Activo Fijo, Netas | 38,945 | 14,313 | 229,554 | 98 | 0 | 0 | 2,810 |
| Otras inversiones, neto | -317,777 | -355,152 | 4,510 | -58,877 | 65,615 | 23,955 | 1,859 |
| Variación neta de deuda | -132,264 | -215,442 | -179,933 | -264,847 | -36,513 | -128,565 | -134,678 |
| Variación neta de capital | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses) | 58,011 | -14,152 | -28,502 | -30,713 | -37,811 | -44,161 | -49,629 |
| Variación de caja | -134,704 | -347,006 | 550,857 | -141,010 | 46,611 | -15,326 | 17,906 |
| Resultados | | | | | | | |
| Ingresos | 2,025,469 | 1,968,946 | 1,966,891 | 1,840,060 | 1,717,829 | 1,439,361 | 1,524,139 |
| Variación de Ventas | 5.4% | 0.1% | 6.9% | 7.1% | 19.3% | -5.6% | 11.8% |
| Utilidad operativa (EBIT) | 485,601 | 510,352 | 501,706 | 654,886 | 656,476 | 500,080 | 544,826 |
| Gastos financieros | 27,242 | 28,824 | 25,751 | 36,619 | 36,456 | 40,726 | 48,305 |
| Alquileres | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Dividendos preferentes | 0 | 0 | 0 | | | | |
| Resultado neto | 465,521 | 447,233 | 251,076 | 468,791 | 557,398 | 455,085 | 386,886 |
| Información y ratios sectoriales | | | | | | | |
| Generación Bruta (GWh.) | 7,233 | 6,990 | 8,152 | 8,370 | 8,848 | 8,700 | 9,445 |
| Participación en el COES | 14.7% | 14.3% | 16.9% | 18.8% | 21.2% | 21.9% | 23.7% |

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

| | 2018 | 2019 | 2020 + |
|--|------|--------|--------|
| | - | 52,865 | 89,900 |

* Los resultados a marzo 2018, diciembre 2017 y diciembre 2016 no descuentan la deuda total por los intereses devengados Incluye intereses activados. No se han realizado ajustes al resto de cuentas por este concepto.

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración

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. César 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 |
| Carlos Rojas Perla | 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) |
| Valores que se emitan en Virtud del Sexto Programa de Bonos Corporativos Edegel (Hasta por un importe de US\$350,000,000.00) | 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 0.2% 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.