

Kallpa Generación S.A. – (Kallpa)

Informe Anual

Clasificaciones

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

Con información financiera auditada a diciembre 2017
Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha
08/06/2018 y 28/03/2018.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

US\$ Millones	dic-17	dic-16	dic-15
Ingresos	590.5	486.8	447.7
EBITDA	269.2	169.2	152.5
Flujo de Caja Operativo	222.5	135.5	114.2
Deuda Financiera Total	1049.0	1006.9	416.0
Caja	46.7	57.7	27.9
Deuda Financiera / EBITDA (x)	3.90	5.95	2.73
Deuda Financiera Neta / EBITDA (x)	3.72	5.61	2.54
EBITDA/ Gastos Financieros (x)	2.84	3.08	5.04

Fuente: Kallpa

Metodología Aplicada:

Metodología de Empresas no Financieras
(enero 2017).

Analistas

Gustavo Campos
(511) 444 5588
gustavocampos@aai.com.pe

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

Fundamentos

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) ratifica la clasificación de riesgo de 1a (pe) a las acciones comunes de Kallpa Generación (Kallpa o la Compañía), posterior a la fusión con su vinculada Cerro del Águila (CdA), fundamentada en: (i) la importante posición de mercado como la empresa más grande del mercado peruano en términos de generación de energía con la mayor potencia del mercado eléctrico peruano; (ii) la capacidad de generación y predictibilidad de flujos respaldada por el nivel de contratación que mantiene la operación en su conjunto; y, (iii) una estructura de costos más competitiva, dada la diversificación del recurso de generación al adicionar potencia hidráulica a sus centrales térmicas, lo que le provee de mayores eficiencias en el desempeño operativo y comercial de la misma.

Importancia en el mercado eléctrico, a diciembre 2017, la capacidad nominal de generación de los activos de Kallpa registró una potencia de 1,618 MW, lo que la ubica como el generador más grande en términos de generación eléctrica del país, sin considerar las reservas frías ni el nodo energético. Además, si se consideran los activos de reserva fría vinculados al grupo (Samay: C.T. Puerto Bravo), Inkia se ubica como el segundo grupo de generación del país con 2,249.0 MW de potencia. De esta forma, Kallpa representa el 14.0% de la capacidad instalada del sistema generador y el 11.7% de la producción al cierre del 2017.

Capacidad de generación de flujos estables, debido al nivel de contratación (alrededor de 100%) que mantiene la operación y la alta prioridad de despacho que registran ambas centrales en el SEIN, reduciendo su exposición a las variaciones de los precios del mercado *spot* para cumplir con sus obligaciones contractuales.

Contratos de venta de energía. La Compañía tiene como política el contratar lo máximo de su capacidad eficiente con contratos de venta de energía a mediano y largo plazo. Así, el plazo promedio de los contratos que mantiene es de 8.6 años. Dichos contratos contemplan el traspaso de los potenciales costos incrementales por cambios en el marco regulatorio y de insumos a los precios de venta, reduciendo la exposición de la empresa a la volatilidad en sus ingresos (mercado *spot*). Adicionalmente, aproximadamente el 86% de la capacidad contratada está respaldada por clientes con grado de inversión internacional (tomando en cuenta clasificaciones locales y la clasificación soberana del Perú es casi el 100%). No obstante, es importante tomar en cuenta la presión que ejerce la coyuntura de sobre oferta de energía en el mercado eléctrico sobre el precio de la misma. Lo anterior, podría impactar en el nivel de ingresos de las generadoras y mermar los márgenes operativos de las compañías. Sin embargo, Kallpa está contratada al 100%.

Diversificación de fuentes de generación, al adicionar potencia hidráulica al conjunto de centrales termoeléctricas, lo cual le permite mejorar su posición competitiva en el desempeño operativo y comercial de la Empresa, con una eficiente estructura de costos.

Adicionalmente, la Clasificadora considera positivo la menor concentración del riesgo en base a la generación de ingresos de un solo tipo de activo, lo que le da mayor holgura operativa.

La importancia de la Central para el Sponsor. La Clasificadora considera que Kallpa es un activo estratégico relevante para Nautilus Inkia Holding LLC (Inkia) dada la importante generación de dividendos. Asimismo, el hecho de estar ubicada en un país con grado de inversión, hace que la compañía sea más atractiva para el accionista, en términos de valor, que sus otras filiales ubicadas en países con mayor riesgo soberano.

Kallpa Generación S.A. es subsidiaria de Inkia Americas LTD, un *holding* con participación en diversas empresas generadoras de energía, con presencia principalmente en Latinoamérica. De este modo, Kallpa se convierte en el principal activo de Inkia.

¿Qué podría impactar en la clasificación?

Que Kallpa mantenga un nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) de 5.0x o más de manera sostenida, así como una reducción en sus márgenes operativos que afecten su capacidad de generación de utilidades, podrían tener un impacto negativo en la clasificación de sus acciones.

■ Perfil

Kallpa Generación S.A. es una empresa dedicada a la generación de energía. Al cierre del 2017, posterior al proceso de fusión, está conformada por tres unidades operativas: C.T.Kallpa, C.T. Las Flores y C.H. Cerro del Águila (CdA).

Kallpa utiliza el gas natural de Camisea como fuente de generación. La central está ubicada en el distrito de Chilca (Lima) y se encuentra cerca del ducto de gas de Camisea y de la zona centro, que concentra la mayor demanda de energía en el país.

El monto invertido en las primeras tres etapas fue de aproximadamente US\$250 millones; mientras que el de la conversión a ciclo combinado ascendió a US\$368.6 millones (el presupuesto original fue US\$395 millones).

Por su parte, la compra de la CT Las Flores se pactó en US\$114 millones, cuyo financiamiento se realizó a través de un contrato de arrendamiento financiero con el Banco de Crédito (BCP) por US\$107.7 millones y la diferencia se financió con recursos propios.

CdA es el activo hidroeléctrico de la Compañía, se encuentra ubicado en la región del Mantaro. La puesta en operación de la Central de generación se dio en agosto del 2016 y tiene una potencia firme de 555 MW. El costo total del proyecto ascendió a US\$976 MM y registra el costo por inversión más bajo por MW de generación hidroeléctrica de los últimos años.

Así, la operación en conjunto se ubica en el primer lugar en términos de generación eléctrica en el sector eléctrico.

C.T. Kallpa		
Etapa	Potencia nominal (MW)	Inicio de Operación
Kallpa I	186.0	jul-07
Kallpa II	195.0	jun-09
Kallpa III	197.0	mar-10
Kallpa IV	292.0	ago-12
Las Flores	193.0	abr-14
Cerro del Águila	555.0	ago-16

Fuente: Kallpa

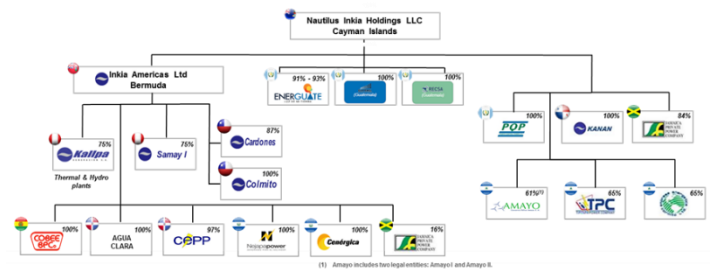
Actualmente, el accionariado de Kallpa se distribuye entre: Energía del Pacífico, con el 25%, e Inkia Americas Ltd. (Kallpa) con el 75%.

■ Patrocinador

Inkia, principal accionista de Kallpa, es un *holding* con participación en 17 compañías generadoras de electricidad. Así, según la participación que mantienen en el accionariado de sus subsidiarias, la capacidad conjunta de generación es de 3,945 MW.

Las empresas están ubicadas en Perú, Bolivia, Colombia, Chile, El Salvador, República Dominicana, Guatemala, Panamá, Nicaragua y Jamaica.

Kallpa se encuentra vinculada a I Squared Capital. Dicha sociedad es una firma de capital privado que se enfoca en inversiones de infraestructura global que invierte en proyectos de energía, servicios públicos y transporte en América del Norte, Europa y algunas economías de alto crecimiento, como India y China. Se constituyó en el año 2012 y se estima que gestiona activos por más de US\$9.5 billones.



Suministro de gas natural

Contrato de Suministro de Gas

A fin de asegurar el suministro de gas natural para sus operaciones, Kallpa firmó un contrato de suministro con los productores del gas natural de Camisea por un período de 15 años, a partir de junio 2007.

Actualmente, la cantidad diaria contractual (CDC) es de 2.225 millones de m³ diarios, y la cantidad diaria máxima (CDM) es de 4.25 millones de m³ diarios, volumen que se estima sería suficiente para los requerimientos efectivos de gas de las turbinas de Kallpa.

Cabe mencionar que los contratos con el Consorcio de Productores establecen la recuperación del volumen de gas pagado y no consumido, siempre y cuando ésta sea dentro de los 18 meses posteriores al pago de dicho volumen y hasta un máximo de la CDM.

Por su parte, similar a otros contratos con generadoras de gas, el precio del gas suministrado se fijó en el punto de recepción y se obtiene de la multiplicación del precio en boca de pozo (pactado en US\$ por millón de BTU - MMBTU) por los factores A y B.

El factor A depende de la cantidad diaria contractual (CDC), mientras que el factor B, del porcentaje *take or pay*. Dicho precio base es reajustado el 1ero. de enero de cada año por el factor de ajuste establecido. Cabe mencionar que para el 53% de los PPAs (*Power Purchase Agreements*), las variaciones en el precio de gas se transfieren en un 100%, el

resto contempla una transferencia que oscila entre el 50 y 60%.

Contrato de Transporte de Gas

En el caso de transporte, Kallpa ha unificado los contratos de transporte individuales de Kallpa y Las Flores, con lo que ambas centrales pueden disponer de la cantidad contratada dependiendo de su requerimiento.

El contrato de transporte de gas natural con Transportadora de Gas del Perú (TGP) establece un pago fijo mensual y cantidades reservadas diarias de gas a ser transportadas, las cuales irán en aumento de acuerdo con el cronograma establecido.

De esta manera, la CT Kallpa y la CT Las Flores cuentan con contratos en firme por el 100% del requerimiento de transporte para la operación de ambas centrales.

Así, a partir de la ampliación del ducto de TGP (abril 2016), Kallpa cuenta con 4.854 millones de m³ diarios en firme y 0.764 millones de m³ diarios en interrumpible.

Contratos Transporte de Gas (TGP) - Kallpa			
Firme (mm3/día)	Periodo	Interrumpible (mm3/día)	Periodo
4.854	22/04/2016 - 20/03/2020	0.76	POC TGP - 01/01/2021
4.655	21/03/2020 - 31/03/2030	0.53	02/01/2021 - 31/03/2030
3.884	01/04/2030 - 01/04/2033	1.3	01/04/2030 - 31/12/2033
2.949	02/04/2033 - 31/12/2033		

Fuente: Kallpa

Es importante resaltar que, ante interrupciones en el suministro y/o transporte de gas natural, Kallpa mantiene una garantía de lucro cesante contingente por aproximadamente US\$25 millones.

Por otro lado, Kallpa paga como mínimo un monto mensual fijo contratado a firme; a su vez, el precio de transporte de gas es fijado por OSINERGMIN anualmente siendo el ajuste del mismo en marzo de cada año.

Contrato de Distribución de Gas

Kallpa mantiene contratos de distribución de GN con Cálida. Así, la generadora cuenta con una CRD contratada a firme de 3.710 millones de m³ diarios, la cual cubre en 100% la demanda de la planta y se encontrarán vigentes hasta el 31 de diciembre del 2033.

Por su parte, Las Flores cuenta con 1.14 millones de m³ diarios en firme y 0.125 millones de m³ diarios en interrumpible. De esta forma, Kallpa paga un monto fijo mensual por la capacidad contratada en firme. El precio de la distribución de gas es fijado por OSINERGMIN cada cuatro años y se ajusta de manera trimestral en caso corresponda.

■ Estrategia comercial

PPAs (Power Purchase Agreements)

Con el fin de tener mayor estabilidad de ingresos, Kallpa tiene como política comercial mantener un alto porcentaje de contratos de venta de energía a mediano y largo plazo, por lo que ha firmado contratos de ventas de energía con clientes libres y regulados.

Así, al cierre del 2017, las centrales de Kallpa registraron un nivel de contratación de alrededor del 100% sobre su potencia firme propia y adquirida de terceros, con PPAs vigentes con un tiempo de vida conjunto de aproximadamente 8.6 años.

De esta forma, el consumo de energía asociada a la potencia contratada fue menor a la energía firme de dichas centrales (7,980.57 vs 11,217.31 GWh a diciembre 2017), de manera que las mismas son capaces de generar la energía suficiente para cumplir con sus contratos.

De esta manera, los PPAs que mantiene la Compañía contemplan vencimientos entre los años 2020 a 2025 principalmente y, en menor proporción, hasta el 2027. Cabe mencionar que el 49.6% del total de contratos vigentes, al cierre de diciembre 2017, se encontraban pactados con clientes libres y lo restante, con clientes regulados. Estos incluyen cláusulas de ajuste de precios ante cambios en el precio del gas y el 51.9% de ellos vencen en diciembre del 2021.

La Clasificadora considera positivo que un alto porcentaje de ingresos de Kallpa se mantenga bajo la modalidad de PPA, y que éstos contemplen cláusulas de reajuste de precios ante variaciones en el precio de la principal fuente de generación de la central, dado que le proporciona mayor grado de estabilidad en sus resultados operacionales. Así, el plazo promedio de los contratos de Kallpa y CdA es de 8.6 años.

De acuerdo con la estrategia comercial de la Empresa, Kallpa comercializa en el mercado *spot* los excedentes de producción que no son consumidos por sus clientes. Cabe señalar que Kallpa cuenta con una buena prioridad de despacho lo cual le permitiría aprovechar la energía generada y que no es tomada por sus clientes.

■ 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 demanden más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados Power Purchase Agreements (PPA), de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

Al cierre del 2017, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,248.2 MW, por debajo de la registrada a fines del 2016 (10,479.9 MW). La caída se debe a que, en el 2017, entraron en operación cuatro generadoras (las cuales suman 99.2 MW de potencia instalada) y salieron de operación ocho generadoras (371.1 MW de potencia instalada, 254.3 MW de potencia térmica y 116.8 MW de potencia hidroeléctrica).

En línea con lo descrito, durante el 2017 disminuyó ligeramente la participación de la generación térmica en la potencia efectiva, de 56.7 a 56.5%. Por su parte, la generación hidráulica aumentó ligeramente su participación de 38.6 a 38.8% en el mismo periodo.

abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.

Por su parte, la energía generada durante el 2017, alcanzó los 48,993.2 GWh, creciendo 1.4% respecto al 2016. 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.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 40.4% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 37.2% de la producción total del periodo de análisis); de origen hidráulico en 56.6%, y de origen RER no convencional en 3.0%.

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.

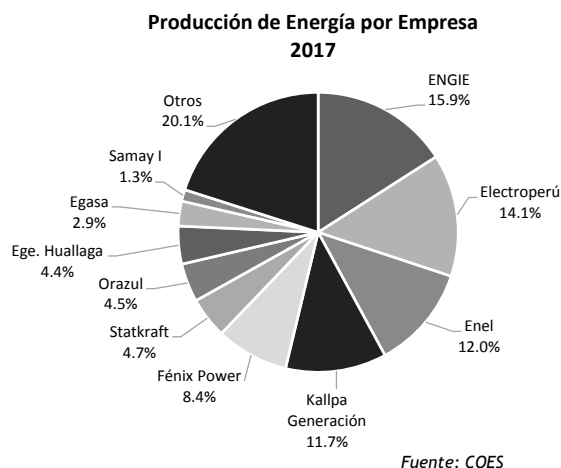
La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 5.9% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. Durante el 2017, la máxima demanda ascendió a 6,573.2 MW, superior en 1.3% a la máxima demanda registrada durante el 2016.

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 debió 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 contaban 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%.



Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (4.6% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 55.8% es

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. Curibamba	Junín	Enel	195	2T2021
5 C.H. Belo Horizonte	Huánuco	Odebrecht	180	4T2021
6 C.H. Veracruz	Amazonas	Cia. Energética Veracruz	635	1T2022
7 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	3T2023
8 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 eliminaron con el ingreso de nuevas líneas de transmisión durante el 2017, que incrementó 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

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.

Adicionalmente 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 (en el caso de los generadores, solo será necesario cuando incumplan con el pago de las valorizaciones de transferencias en el COES por dos meses consecutivos o alternados) y/o que los Grandes Usuarios cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones.

Durante el 2017, se promulgó la Resolución Ministerial N°197-2017-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN para el periodo comprendido entre mayo 2018 hasta abril 2021, el cual fue de 38.9% entre 2018 y 2019, 39.9% entre 2019 y 2020 y 36.7% entre 2020 y 2021.

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). Mediante Resolución de Consejo Directivo del OSINERGMIN N° 206-2017-OS/CD se estableció el Procedimiento para efectuar la Devolución de dichos cargos.

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 1ro 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. Por lo que, a partir de esta 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.

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 régimen de declaración de precios de gas natural para generación eléctrica. En el marco de dicha modificación, se estableció el referido valor del precio mínimo de gas para la declaración.

■ Operaciones

A diciembre 2017, Kallpa y CdA registraron una capacidad nominal conjunta de 1,618 MW y una potencia efectiva de 1,615 MW. De este modo, ambas representan aproximadamente el 13% de la capacidad instalada del mercado eléctrico generador.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo marginal, por lo que se prioriza el ingreso de las centrales hidráulicas, luego las C.T. a GN (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón y diesel.

Así, la Clasificadora reconoce la posición competitiva de la Compañía al mantener un balance de energía hidráulica y térmica a gas natural en el portafolio de generación, por lo que se espera mayores eficiencias en la estructura de costos de la misma.

Por su parte, durante el 2017, Kallpa generó 5,717.7 GWh y tuvo una participación de 11.7% en la generación del SEIN, 35.3% por debajo de lo generado en el 2016 (6,761.6 GWh), debido a la entrada en operación de nuevas centrales y al fortalecimiento de otras centrales ya existentes.

De este modo, en el mismo periodo, las ventas de energía de Kallpa fueron de 7,834.22 GWh (6,860.62 GWh en el 2016). El 49.55% de la energía vendida fue destinada a clientes libres, mientras que el 50.45% fue para clientes regulados.

Entre sus principales clientes regulados se encuentran: Luz del Sur, Edelnor y Seal. En relación a los clientes libres, entre los más importantes están: Cerro Verde, Southern Copper, Antapaccay, Refinería La Pampilla, Supermercados Peruanos, Minera Gold Fields, Backus y Quimpac.

■ Desempeño financiero

Al cierre del 2017, los ingresos de Kallpa ascendieron a US\$590.5 millones (US\$486.8 millones). Este incremento de 21.3% se encontró en línea con la mayor energía vendida (+US\$52.1 millones) y la mayor capacidad vendida (+US\$22.7 millones) de parte de la Empresa. Es importante mencionar que CDA operó todo el 2017 mientras que en el 2016 solo fueron cuatro meses.

Así, a pesar del incremento de los costos y gastos operativos producto del mayor nivel de operación, el EBITDA generado por la Empresa, durante el 2017, ascendió a US\$269.2 millones, 59.0% por encima de lo generado en el 2016

(US\$169.2 millones). Este incremento se debió al pago realizado por el Consorcio constructor CDA por la demora en la construcción de la planta, cifra que ascendió a US\$40.0 millones. Cabe señalar que el margen EBITDA asendió a 45.6% al cierre del 2017 (34.8% a diciembre 2016).

Por su parte, el nivel de cobertura del EBITDA respecto de los gastos financieros (EBITDA / Gastos Financieros), a diciembre 2017, registró una disminución con respecto al cierre del 2016 (de 3.08x a 2.84x). Lo anterior, como consecuencia del mayor costo de financiamiento del periodo y los mayores gastos financieros producto de los préstamos y bonos.

Asimismo, debido al reperfilamiento de la deuda realizado al cierre del 2016, la proporción de la deuda a corto plazo fue de 0.5% (3.7% a diciembre 2016). De este modo, el nivel de cobertura de servicio de deuda (EBITDA / Servicio de Deuda) ascendió a 2.70x a diciembre 2017 (1.83x al cierre del 2016).

De esta forma, el mayor EBITDA generado durante el periodo analizado, disminuyó el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera Total / EBITDA) y ascendió a 3.90x (5.95x a diciembre 2016).

Por su parte, respecto a los indicadores de rentabilidad, el ROE obtenido fue de 20.7% (10.3% en diciembre 2016), producto del mayor resultado neto del periodo (US\$90.1 millones, 1.8x mayor al registrado en el 2016) influenciado por mayor EBITDA generado.

En términos de Flujo de Caja, la Compañía registro un Flujo de Caja Operativo de US\$222.5 millones durante el 2017, el mismo que cubrió inversiones en activo fijo y reparto de dividendos por US\$41.1 y 65 millones, respectivamente; lo que dio como resultado un Flujo de Caja Libre de US\$116.4 millones.

Adicionalmente, se registró una variación neta de deuda positiva en US\$12.7 millones y otros desembolsos por intereses y costos de transacción por US\$139.2 millones. De este modo. El *stock* de caja disminuyó en US\$10.9 millones y ascendió a US\$46.7 millones al cierre del 2017.

Al cierre del 2017, la compañía mantiene una contingencia con Aduanas relacionada a un ajuste en el valor que se declaró por servicios relacionados al contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción con Siemens.

En primera instancia, Kallpa impugnó las acotaciones hechas por SUNAT (por los proyectos Kallpa I, II, III y IV) ante dicho organismo. De igual forma, también formuló apelaciones ante el Tribunal Fiscal.

En enero 2015, dicho reclamo fue desestimado y se puso fin a la instancia administrativa. Posteriormente, la gerencia evaluó y procedió a impugnar el dictamen ante el Poder

Judicial mediante la interposición de una acción contenciosa administrativa, previo pago bajo protesto del importe cuestionado (ascendente a US\$9.7 millones aprox.), por lo que el saldo al cierre del 2017 de dicha contingencia ascendió a US\$10.0 millones. Cabe mencionar que Kallpa no ha realizado provisión alguna por este concepto.

■ Estructura de capital

Durante el 2016, se realizó una emisión internacional de bonos corporativos para cubrir el pago de: i) el financiamiento de la construcción de Kallpa II con el BCP (US\$26.5 millones a abril 2016); ii) Un *leasing* con Scotiabank Perú por US\$35.4 millones de saldo a abril 2016 por Kallpa III; iii) los bonos de Kallpa due 2022; iv) el crédito sindicado para el financiamiento del ciclo combinado (estos dos últimos por US\$198.6 millones a abril 2016); y, v) US\$45 millones de préstamos de corto plazo.

A diciembre 2017, la deuda financiera ascendió a US\$1,049.0 millones, estando concentrada casi en su totalidad en largo plazo (99.5%) y representando el 83.7% del total de pasivos.

Posterior a la reestructuración realizada en el 2016, las principales obligaciones (valorizadas al costo amortizado) están constituidas por:

1. Un *leasing* con el BCP Perú por US\$107.8 millones, cuyo saldo, al cierre del 2017, fue de US\$79.6 millones. Este arrendamiento se destinó para el financiamiento de la adquisición de la CT Las Flores. La tasa anual es de 5.08% y el vencimiento es en octubre 2023.
2. Una emisión internacional de bonos corporativos *Senior Notes due 2026* por US\$350 millones a una tasa de 4.875% con calificación de BBB- por Fitch Ratings.
3. Una emisión internacional de bonos corporativos *Senior Notes due 2027* por US\$650 millones a una tasa de 4.125% con calificación de BBB- por Fitch Ratings.

De este modo, el nivel de apalancamiento financiero (Deuda Financiera / EBITDA) registrado al cierre del 2017 fue de 3.90x (5.95x al cierre del 2016). Cabe mencionar que los resultados de CdA se encuentran consolidados a los de Kallpa.

Apoyo y Asociados espera una mejora progresiva del ratio a niveles menores a 5.0x a partir del cierre del 2018 dada la mayor generación operativa del negocio.

Por otro lado, el nivel de liquidez de la Compañía incrementó al cierre del 2017, pasando de 1.14x al cierre del 2016 a 1.85x, producto de la disminución de las cuentas por pagar comerciales (-48.6%).

Finalmente, la Clasificadora reconoce la importante carga de dividendos distribuidos durante los últimos periodos. Así, se distribuyeron dividendos por US\$65.0 millones (US\$67.5 millones en el 2016), correspondientes a los resultados del ejercicio a cuenta del 2016.

Resumen Financiero - Kallpa Generación S.A.

(Cifras en US\$ Miles)

Tipo de Cambio S./US\$ a final del Período	3.245	3.36	3.41	2.89	2.80
	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Rentabilidad (%)					
EBITDA	269,176	169,243	152,496	150,645	139,118
Mg. EBITDA	45.6%	34.8%	34.1%	34.5%	35.3%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	6.4%	13.1%	24.0%	23.5%	32.9%
FCF / Ingresos	19.7%	-5.1%	17.1%	15.8%	11.1%
ROE	20.7%	10.3%	25.3%	32.9%	25.3%
Cobertura (x)					
EBITDA / Gastos financieros	2.84	3.08	5.04	4.40	4.54
EBITDA / Servicio de deuda	2.70	1.83	1.16	1.29	1.91
FCF / Servicio de deuda	2.12	0.33	0.81	0.88	1.02
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	2.58	0.95	1.02	1.10	1.21
CFO / Inversión en Activo Fijo	5.41	1.46	13.41	6.14	13.93
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	3.16	2.45	1.37	1.51	2.10
Estructura de capital y endeudamiento (x)					
Deuda financiera total / EBITDA	3.90	5.95	2.73	3.01	2.63
Deuda financiera neta / EBITDA	3.72	5.61	2.54	2.84	2.52
Costo de financiamiento estimado	13.1%	7.7%	7.0%	8.3%	8.0%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	0.5%	3.7%	24.4%	18.2%	11.6%
Deuda ajustada total / Capitalización Ajustada	71.1%	69.4%	69.1%	73.3%	72.3%
Balance					
Activos totales	1,678,624	1,714,127	732,331	729,881	613,027
Caja e inversiones corrientes	46,739	57,711	27,935	25,034	14,184
Deuda financiera Corto Plazo	5,027	37,728	101,302	82,348	42,261
Deuda financiera Largo Plazo	1,043,975	969,151	314,663	370,965	323,143
Deuda financiera total	1,049,002	1,006,879	415,965	453,313	365,404
Patrimonio Total	425,657	444,161	186,304	171,219	146,980
Capitalización ajustada	1,474,659	1,451,040	602,269	641,947	529,799
Flujo de caja					
Flujo de caja operativo (CFO)	222,506	135,511	114,216	116,915	143,740
Inversiones en Activos Fijos	(41,119)	(92,854)	(8,519)	(19,055)	(10,318)
Dividendos comunes	(65,000)	(67,500)	(29,079)	(29,079)	(89,847)
Flujo de caja libre (FCL)	116,387	(24,843)	76,618	68,781	43,575
Ventas de Activo Fijo	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	(3,287)	10,168	(4,092)	(7,204)	(6,248)
Variación neta de deuda	12,707	30,504	(38,961)	(19,897)	(40,004)
Variación neta de capital	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	(139,193)	(6,393)	(29,559)	(30,006)	(28,458)
Variación de caja	(13,386)	9,436	4,006	11,674	(31,135)
Resultados					
Ingresos	590,460	486,815	447,679	436,673	394,055
Variación de Ventas	21.3%	8.7%	2.5%	10.8%	42.6%
Utilidad operativa (EBIT)*	169,490	107,133	102,090	105,015	99,058
Gastos financieros	94,789	54,977	30,271	34,217	30,676
Resultado neto	90,122	32,463	45,138	53,089	43,221
Información y ratios sectoriales					
Producción de Energía (GWh. - COES)	5,718	6,622	5,166	5,899	5,458
Participación en el COES	11.7%	12.4%	11.6%	14.12%	13.76%

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 cobrar 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, avals y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8. Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo. *La Utilidad Operativa (EBIT) no incluye los ingresos (egresos) diversos

ANTECEDENTES

Emisor:	Kallpa Generación S.A.
Domicilio legal:	Calle Las Palmeras 435 Piso 7, San Isidro, Perú
RUC:	20538810682
Teléfono:	(511) 706 7878
Fax:	(511) 422 4487

DIRECTORIO

Willem Van Twembeke	Presidente
Marcos Fishman	Vicepresidente
Francisco M. Sugrañes	Director
Roberto Cornejo Spickernagel	Director
Juan Carlos Camogliano Pazos	Director
Esteban Viton Ramírez	Director
Alberto Triulzi	Director
Pedro Pablo Errázuriz	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS (*)

Rosa María Flores Araoz	Gerente General
Arturo Silva - Santisteban	Director de Administración y Finanzas
Hugo Alvear	Gerente de Operaciones Kallpa
Irwin Frisancho	Gerente Comercial
María Eugenia Rodríguez	Gerente de RR.HH.
Roxana Guzman	Gerente Legal
Luis Alburqueque	Gerente de Responsabilidad Social
Erick Giovannini	Gerente de Seguridad y Gestión de Riesgos
Victor Tejada	Gerente de Operaciones CdA

RELACION DE SOCIOS

Inkia Americas Limited	74.90%
Energía del Pacífico	25.10%

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 CONASEV N° 074-98-EF/94.10, acordó la siguiente clasificación de riesgo para los instrumentos de **Kallpa Generación S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Acciones	Categoría 1a (pe)

Definiciones

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

(*) 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 0.6% de sus ingresos totales.

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.