

Kallpa Generación S.A. – (Kallpa)

Informe Semestral

Clasificaciones

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

Con información financiera no auditada a junio 2018
Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 29/11/2018 y 08/06/2018.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

US\$ Millones	12M Jun-18	dic-17	dic-16
Ingresos	507	461	487
EBITDA	262	269	169
Flujo de Caja Operativo	243	223	136
Deuda Financiera Total	1,062	1,049	1,007
Caja	95	47	58
Deuda Financiera / EBITDA (x)	4.1	3.9	5.9
Deuda Financiera Neta / EBITDA (x)	3.7	3.7	5.6
EBITDA/ Gastos Financieros (x)	3.0	2.8	3.1

*Para los periodos 12M Junio 2018 y Diciembre 2017 se ha considerado la norma IRFS 15

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 junio 2018, 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 aproximadamente el 14.0% de la capacidad instalada del sistema generador y el 14.2% de la producción según COES al cierre del año móvil a junio 2018.

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 7.1 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 primer semestre del 2018, está conformada por tres unidades operativas: C.T.Kallpa, C.T. Las Flores y C.H. Cerro del Águila (CdA).

La C.T. Kallpa y la C.T. Las Flores utilizan el gas natural de Camisea como fuente de generación. Las centrales están ubicadas 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 C.T. Kallpa 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 en Latinoamérica.

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

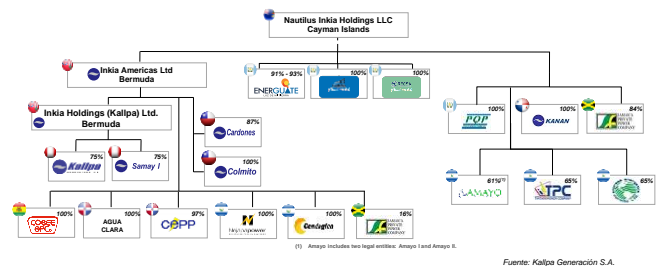
Actualmente, el 74.9% del accionariado de Kallpa pertenece a Inkia Holdings (Kallpa) Limited y el 25.1% restante a Nautilus Inkia Holdings, ambas pertenecientes al grupo Inkia.

■ **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.



Fuente: Kallpa Generación S.A.

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 (mm ³ /día)	Periodo	Interrumpible (mm ³ /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 un monto fijo mensual por la capacidad contratada 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 Cálidda. 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 primer semestre del 2018, 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 7.1 años.

De esta forma, el consumo de energía asociada a la potencia contratada fue menor a la energía firme de dichas centrales (8,836.4 vs 11,424.5 GWh a 12 meses a junio 2018), 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 2031. Cabe mencionar que el 47.30% del total de contratos vigentes, al cierre del año móvil a junio 2018, 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.

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 7.1 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

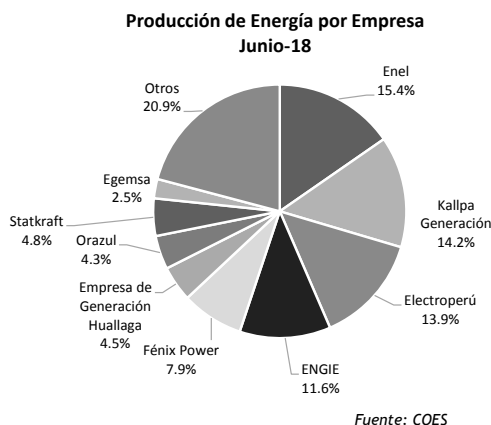
combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

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

Al cierre del año móvil a junio del 2018, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,352.43 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 junio 2018, la participación de generación térmica en la potencia instalada del sistema disminuyó ligeramente respecto a junio 2017 a 57.1%, mientras que la participación hidráulica disminuyó de 39.1% a 37.8%.



Cabe destacar la participación de los RER no convencionales, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria, que alcanzaron 6.0% 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 95.7%

es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.

Por su parte, la energía generada en los 12 meses terminados a junio 2018 alcanzó los 49,699.4 GWh, creciendo en 1.5% 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 junio 2018, la potencia instalada hidroeléctrica se mantuvo respecto a diciembre 2017, mientras que la potencia termoeléctrica aumentó en 1.4%. A pesar de este incremento, en los últimos 12 meses terminados a junio 2018, la generación RER e hídrica desplazaron a la producción térmica; creciendo en 32.6% y 2.4%, respectivamente; mientras que la producción térmica se redujo en 3.4%.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 38.5% 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 6.0% en el año móvil a junio 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 junio 2018, la máxima demanda ascendió a 6,710.7 MW, superior en 2.1% 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.

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\$482 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 junio 2018. 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	2T2018
2 C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	635	1T2022
3 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	1T2022
4 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

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.

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 junio 2018, el mayor costo marginal del sistema fue en promedio 13.12 US\$/MWh (22.7% por encima del promedio de la barra de referencia), mientras que el menor costo marginal fue 10.1 US\$/MWh (5.7% por debajo del promedio de la barra de referencia).

El incremento en los costos respecto al 2017 (de 9.53 US\$/MWh a 10.69 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.

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) y se encarga a OSINERGMIN establecer los mecanismos para la devolución de los pagos efectuados a través de los recibos de luz.

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

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

A partir de dicha fecha, los costos marginales son calculados por el COES 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; y, 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

A junio 2018, Kallpa y CdA registraron una capacidad nominal conjunta de 1,618 MW y una potencia efectiva de 1,614.37 MW. De este modo, ambas representan aproximadamente el 14% 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, al cierre del año móvil a junio 2018, Kallpa generó 7,063.87 GWh y tuvo una participación (según COES) de 14.2% en la generación del SEIN, 23.5% por encima de lo generado en el 2017 (5,717.64 GWh), debido a la mayor venta de energía y a la mayor capacidad de la misma.

De este modo, en el mismo periodo, las ventas de energía de Kallpa fueron de 8,836.37 GWh (7,980.57 GWh en el 2017). El 47.3% de la energía vendida fue destinada a clientes libres, mientras que el 52.7% 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 año móvil a junio 2018, los ingresos de Kallpa ascendieron a US\$507.0 millones (US\$460.9 millones en el 2017). Este incremento de US\$46.1 millones se debió principalmente por la entrada de un PPA de 202 MW en enero del 2018.

Asimismo, la Compañía registro una mayor venta de energía al cierre del periodo analizado. De esta manera, se incrementó la venta en este rubro en US\$39.5 millones, debido principalmente a la mayor generación de energía.

Por su parte, el costo de ventas registró un incremento de US\$14.9 millones debido principalmente a: i) incremento de US\$9.0 MM en los costos de suministro de gas por el incremento del despacho de energía de la central térmica de Kallpa; y, ii) incremento de la energía comprada en el mercado spot por US\$4.0 millones.

Respecto al EBITDA generado por la Empresa, durante los últimos 12 meses a junio 2018, ascendió a US\$261.8 millones, 2.7% por debajo de lo generado en el 2017 (US\$269.2 millones). Cabe señalar que el margen EBITDA también mostró una disminución respecto al cierre del año anterior (51.6% al cierre del año móvil a junio 2018 vs. 58.4% a diciembre 2017).

Por su parte, el nivel de cobertura del EBITDA respecto de los gastos financieros (EBITDA / Gastos Financieros), registró un aumento con respecto al cierre del 2017 (de 2.84x a 3.03x). Lo anterior, como consecuencia de los menores gastos financieros.

Respecto a la proporción de la deuda a corto plazo, fue de 0.6% (0.5% a diciembre 2017). Cabe mencionar que al cierre

del 2016, se reperfiló la deuda, por lo que la concentración de la deuda en el largo plazo aumentó. De este modo, el nivel de cobertura de servicio de deuda (EBITDA / Servicio de Deuda) ascendió a 2.81x a los 12 meses a junio 2018 (2.70x al cierre del 2017).

Cabe mencionar que la Empresa generó un resultado neto menor con respecto a diciembre 2017. De este modo, pasó de US\$90.1 millones a US\$87.5 millones. El menor resultado se debió principalmente a los ingresos extraordinarios registrados al cierre de diciembre 2017 por un único pago de US\$40.0 millones, por parte del Consorcio Rio Mantaro referente a el retraso en finalización de obras.

En términos de Flujo de Caja, la Compañía registró un Flujo de Caja Operativo de US\$243.3 millones durante los últimos 12 meses a junio 2018, el mismo que cubrió inversiones en activo fijo y reparto de dividendos por US\$12.5 y 54.8 millones, respectivamente; lo que dio como resultado un Flujo de Caja Libre de US\$176.0 millones.

Adicionalmente, se registró una variación neta de deuda positiva en US\$22.7 millones y otros desembolsos por intereses y costos de transacción por US\$159.4 millones. De este modo, el *stock* de caja aumentó en US\$36.0 millones y ascendió a US\$95.1 millones al cierre del primer semestre del 2018.

Al cierre del primer semestre del 2018, 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 (US\$9.7 MM aproximadamente), por lo que el saldo, al cierre del primer semestre del 2018, de dicha contingencia, ascendió a US\$17.5 millones.

■ Estructura de capital

A junio 2018, la deuda financiera ascendió a US\$1,061.9 millones, estando concentrada casi en su totalidad en largo plazo (99.4%) y representando el 82.6% 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 primer semestre del 2018, fue de US\$77.9 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. Actualmente, dicha emisión tiene un saldo de US\$342.1 millones. Esta emisión se utilizó para refinanciar la deuda de Kallpa.
3. Una emisión internacional de bonos corporativos *Senior Notes due 2027* por US\$650 millones, cuyo saldo asciende a US\$641.8 millones a una tasa de 4.125% con calificación de BBB- por Fitch Ratings. Esta emisión se utilizó para refinanciar el financiamiento de proyectos por la construcción de CdA.

De este modo, el nivel de apalancamiento financiero (Deuda Financiera / EBITDA) registrado al cierre del año móvil a junio 2018 fue de 4.06x (3.90x al cierre del 2017). Cabe mencionar que los resultados de CdA se encuentran consolidados a los de Kallpa.

Por otro lado, el nivel de liquidez de la Compañía se incrementó a junio 2018, pasando de 1.85x al cierre del 2017 a 2.47x, producto de la mayor generación de caja (+1.03x con respecto diciembre 2017).

Finalmente, la Clasificadora reconoce la importante carga de dividendos distribuidos durante los últimos periodos. Así, se distribuyeron dividendos por US\$28.0 millones (US\$65.0 millones en el 2017), correspondientes a los resultados del ejercicio a cuenta del 2017.

Resumen Financiero - Kallpa Generación S.A.

(Cifras en US\$ Miles)

	3.27	3.25	3.36	3.41	2.89	2.80
Tipo de Cambio S./US\$ a final del Período						
	12M Jun-18	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Rentabilidad (%)						
EBITDA	261,844	269,176	169,243	152,496	150,645	139,118
Mg. EBITDA	51.6%	58.4%	34.8%	34.1%	34.5%	35.3%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	5.8%	6.4%	13.1%	24.0%	23.5%	32.9%
FCF / Ingresos	34.7%	25.3%	-5.1%	17.1%	15.8%	11.1%
ROE	30.7%	20.7%	10.3%	25.3%	32.9%	25.3%
Cobertura (x)						
EBITDA / Gastos financieros	3.03	2.84	3.08	5.04	4.40	4.54
EBITDA / Servicio de deuda	2.81	2.70	1.83	1.16	1.29	1.91
FCF / Servicio de deuda	2.82	2.12	0.33	0.81	0.88	1.02
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	3.84	2.58	0.95	1.02	1.10	1.21
CFO / Inversión en Activo Fijo	19.41	5.41	1.46	13.41	6.14	13.93
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	3.84	3.16	2.45	1.37	1.51	2.10
Estructura de capital y endeudamiento (x)						
Deuda financiera total / EBITDA	4.06	3.90	5.95	2.73	3.01	2.63
Deuda financiera neta / EBITDA	3.69	3.72	5.61	2.54	2.84	2.52
Costo de financiamiento estimado	11.7%	13.1%	7.7%	7.0%	8.3%	8.0%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	0.6%	0.5%	3.7%	24.4%	18.2%	11.6%
Deuda ajustada total / Capitalización Ajustada	71.4%	71.1%	69.4%	69.1%	73.3%	72.3%
Balance						
Activos totales	1,711,998	1,678,624	1,714,127	732,331	729,881	613,027
Caja e inversiones corrientes	95,144	46,739	57,711	27,935	25,034	14,184
Deuda financiera Corto Plazo	6,630	5,027	37,728	101,302	82,348	42,261
Deuda financiera Largo Plazo	1,055,229	1,043,975	969,151	314,663	370,965	323,143
Deuda financiera total	1,061,859	1,049,002	1,006,879	415,965	453,313	365,404
Deuda ajustada total	1,061,859	1,049,002	1,006,879	415,965	470,728	382,819
Patrimonio Total	425,855	425,657	444,161	186,304	171,219	146,980
Capitalización ajustada	1,487,714	1,474,659	1,451,040	602,269	641,947	529,799
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	243,320	222,506	135,511	114,216	116,915	143,740
Inversiones en Activos Fijos	(12,535)	(41,119)	(92,854)	(8,519)	(19,055)	(10,318)
Dividendos comunes	(54,828)	(65,000)	(67,500)	(29,079)	(29,079)	(89,847)
Flujo de caja libre (FCL)	175,957	116,387	(24,843)	76,618	68,781	43,575
Ventas de Activo Fijo	(9)	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	(3,271)	(3,287)	10,168	(4,092)	(7,204)	(6,248)
Variación neta de deuda	22,724	12,707	30,504	(38,961)	(19,897)	(40,004)
Variación neta de capital	-	-	-	-	-	-
Otros financiamientos, netos	(159,447)	(139,193)	(6,393)	(29,559)	(30,006)	(28,458)
Variación de caja	35,954	(13,386)	9,436	4,006	11,674	(31,135)
Resultados						
Ingresos	506,979	460,904	486,815	447,679	436,673	394,055
Variación de Ventas	10.0%	-5.3%	8.7%	2.5%	10.8%	42.6%
Utilidad operativa (EBIT)*	206,686	169,490	107,133	102,090	105,015	99,058
Gastos financieros	86,452	94,789	54,977	30,271	34,217	30,676
Resultado neto	87,506	90,122	32,463	45,138	53,089	43,221
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	7,064	5,718	6,622	5,166	5,899	5,458
Participación en el COES	14.2%	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, avales 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

*Para los periodos 12M Junio 2018 y Diciembre 2017 se ha considerado la norma IFRS 15

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
Victor Tejada	Director de Operaciones
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

RELACION DE SOCIOS

Inkia Holdings (Kallpa) Limited	74.9%
Nautilus Inkia Holdings	25.1%

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.