

# Eléctrica Santa Rosa S.A.C

## Informe Inicial

### Clasificaciones

Tipo	Clasificación	Clasificación
Instrumento	Actual	Anterior
Instrumentos de Corto Plazo	CP-1-(pe)	n.d.

Con información financiera no auditada a junio 2018.

Clasificación otorgada en Comité de fecha 22/01/2019.

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

S/ MM	LTM Jun18	dic-17	dic-16
Ingresos	55.4	45.8	25.5
EBITDA	14.0	11.3	1.5
Flujo de Caja Operativo	7.7	-5.8	16.2
Deuda Total	20.1	16.8	4.8
Caja	5.5	1.5	2.3
Deuda Financiera / EBITDA	1.4	1.5	3.2
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.0	1.4	1.7
EBITDA/ Gastos Financieros	9.8	10.1	3.6

Fuente: ESR

### Metodologías Aplicadas

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

### Analistas

**Sandra Guedes**  
(511) 444 5588  
[sandra.guedes@aai.com.pe](mailto:sandra.guedes@aai.com.pe)

**Julio Loc**  
(511) 444 5588  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto:julio.loc@aai.com.pe)

### Fundamentos

La clasificación de riesgo se sustenta en la baja volatilidad de ingresos y costos asociados a la comercialización de energía; la cual, debido a los contratos de venta de energía y potencia, no cuentan con riesgo de demanda ni de precio; a los holgados niveles de cobertura del servicio de deuda; y a la experiencia del grupo económico en el sector eléctrico peruano.

La regulación actual del mercado eléctrico permite a las generadoras firmar contratos de venta de energía y potencia hasta la potencia firme (propia o contratada), por lo que Eléctrica Santa Rosa (ESR) se encuentra obligada a mantener contratos de abastecimiento de potencia y energía con generadores para poder firmar contratos de venta de energía y potencia, los cuales incluyen la opción de ampliar la potencia contratada, de ser necesario, e incluyen penalidades en caso de incumplimiento. Es por esto que la Clasificadora considera que el negocio de Comercialización de Energía es un negocio noble dentro del sector eléctrico.

Además, se reconoce la diversificación de cartera a nivel de clientes (217 clientes a diciembre 2018), e industrias. Actualmente, mantienen contratos de compra por un plazo de hasta 5 años y de venta con un plazo promedio de 3.8 años.

Asimismo, debido que la comercialización no necesita financiar activos de generación, el nivel de apalancamiento proyectado, calculado como Deuda Financiera/Ebitda, es menor a 1.0x.

La Clasificadora reconoce la experiencia y el *know how* de los accionistas (Grupo GCZ), el cual cuenta con amplia experiencia en el sector eléctrico peruano.

Sin embargo, se destaca que actualmente, a diferencia de otros mercados en la región, la regulación del sector no considera la actividad de comercialización. Es más, ESR es la única comercializadora, a gran escala, de energía en el país; por lo que no se dispone de referentes del desempeño de este tipo de empresas en el mercado peruano.

Además, se debe recalcar que un riesgo inherente de esta actividad recae en que la Empresa no es dueña de los activos de generación ni de potencia, por lo que, para renovar los contratos actuales y/o crecer en nuevos contratos y ventas, deberá firmar contratos de compra de potencia firme en condiciones que podrían diferir de las actuales.

Actualmente, ESR mantiene indicadores de liquidez adecuados al *rating* otorgado. Sin embargo, debido a la entrada de nuevos contratos de comercialización de energía, se espera un mayor requerimiento de financiamiento de corto plazo, lo que podría ajustar los indicadores de liquidez.

Por último, se debe recalcar que actualmente la empresa cuenta con ciclos de efectivo negativo; es decir, los plazos de cobranza y pagos requieren que ESR financie capital de trabajo, reduciendo la capacidad de generación de efectivo y los indicadores de liquidez de la empresa.

Respecto a sus niveles de contratación; a junio 2018, la potencia firme mensual propia y contratada vigente alcanzó 142.4 MW, y la empresa mantuvo contratos de compra de potencia mensual por 113.2 MW. Además, se cuenta con 41.3 MW que entrarán en vigencia durante el 2019. Se debe destacar, que la potencia propia y contratada a junio 2018 es de 142.4 MW (sin incluir contratos adicionales de cobertura). Durante los 12 meses terminados a junio 2018, la energía comprada ascendió a 312,505 MWh, y representó el 0.6% del total despachado en el SEIN.

Respecto al desempeño financiero, a junio 2018, la deuda financiera se compuso de arrendamientos financieros (75.3%) y préstamos bancarios (24.7%) y ascendió a S/ 20.1 millones, 1.2 veces la deuda financiera mantenida en el 2017. Este crecimiento se debió a las deudas asociadas al financiamiento de derechos de llave y la autogeneración.

Además, en el año móvil a junio 2018, los ingresos crecieron en 20.8%, debido al alto incremento de comercialización de energía asociada a la entrada de más contratos PPA. Sin embargo, los costos de venta sólo crecieron en 16.0%, provocando un incremento del margen bruto de 31.3% a 33.2% en el 2017 y al periodo analizado, respectivamente.

El incremento en el margen bruto resultó en un crecimiento en la generación de EBITDA. Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2018, el EBITDA ascendió a S/ 14.0 millones, (S/ 11.3 millones en el 2017 y S/ 1.5 millones en el 2016). Se debe recalcar que, debido a la regulación, el proceso para ser usuario libre demora al menos 12 meses, por lo que los esfuerzos comerciales empezados en el 2017 resultaron en contratos vigentes en el 2018.

A&A proyecta que la Empresa mantendrá indicadores de deuda financiera /EBITDA inferiores a 1.0x (ratio de 1.4x a junio 2018).

### **¿Qué podría gatillar la clasificación?**

La clasificación podría modificarse de manera positiva con una mayor consolidación de las operaciones, dentro del nuevo enfoque de comercialización de energía, además de un incremento en la capacidad de generación de caja y los indicadores de liquidez.

La clasificación otorgada podría verse modificada de manera negativa, si hay un crecimiento en el saldo actual de las cuentas por cobrar a relacionadas. A junio 2018, el total de las cuentas por cobrar no comerciales a relacionadas ascendieron a S/ 8.5 millones, equivalente a 40.2% el patrimonio. ESR planea cancelar la mayor parte de estas cuentas durante el 2019, resultando en un indicador aproximado de 14%. Apoyo y Asociados espera que no sobrepase este nivel en el futuro, y en caso que incremente, podría impactar en la clasificación.

Por otro lado, un desempeño volátil o incrementos relevantes y sostenidos en el nivel de apalancamiento, podrían impactar negativamente en la clasificación de riesgo.

## ■ Perfil

Eléctrica Santa Rosa (ESR) es una generadora eléctrica enfocada en la comercialización de energía en el mercado eléctrico peruano y forma parte del Grupo GCZ. A junio 2018, la empresa GCZ S.A.C. poseía el 92% del accionariado.

El grupo GCZ tiene más de 25 años de experiencia en el diseño, fabricación, montaje y puesta en marcha de pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas. El grupo ha participado en la construcción de centrales con una potencia total de 650 MW, ha puesto en operación centrales propias por un total de 74.4 MW y opera centrales para terceros por 128 MW.

En el 2015, con el fin de crear una empresa especializada en la comercialización de energía, se transfirieron los activos y deudas relacionados a la Hidroeléctrica Santa Rosa a ESR.

## ■ Estrategia

ESR es la primera empresa comercializadora de energía del Perú, y su estrategia es convertirse en el socio estratégico de sus clientes en temas energéticos, logrando para ellos ahorros sustanciales, optimización de consumo y visibilidad de largo plazo para la toma de decisiones gerenciales. Asimismo, buscan mantener un portafolio atomizado de clientes con contratos en distintos plazos que le permitan diversificar riesgos y tener estabilidad en su flujo de caja.

ESR mantiene cuatro líneas de negocio:

**Comercialización de Energía:** mantiene contratos de compra de energía con grandes generadores y provee energía a distintas empresas industriales a través de contratos de *Power Purchase Agreement (PPA)*.

**Generación de Energía:** La empresa mantiene la Central Hidroeléctrica Purmacana (1.8 Mw).

**Autogeneración:** ofrece instalación de mini Centrales Térmicas para consumo propio.

**Servicios adicionales de Valor Agregado:** Servicios post venta para clientes de PPAs considerando financiamientos por dichas oportunidades de negocio.

Se debe destacar que el cliente objetivo de la compañía, en la comercialización de energía, son los usuarios regulados que consumen entre 0.2 y 2.5 MW, los cuales pueden optar por ser Usuarios Libres o Regulados.

Sin embargo, el proceso para pasar a ser usuario libre requiere de gestiones administrativas y aumentan los riesgos de abastecimiento de energía. Es por esto que ESR complementa su servicio de venta de energía con servicios adicionales de valor agregado, facilitando este cambio regulatorio para las pequeñas empresas.

Según la regulación, el cambio de condición a usuario libre o a usuario regulado requiere un preaviso de anticipación no menor a un año, y si el usuario cambia de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor a tres años.

Además, se debe resaltar que, a pesar de la caída en los precios de energía en los últimos años, la tarifa promedio cobrada a los usuarios residenciales ha aumentado; incluso incrementando el margen en relación a la tarifa media cobrada a usuarios libres.

Con este fin, a diciembre 2018, mantenían 217 contratos, diversificados por industria; limitando el riesgo de término de contrato. La duración de los contratos, ponderada por los ingresos proyectados, fue de 3.8 años.

En cuanto a la estrategia financiera, esta involucra diversificar fuentes de ingreso como los de autogeneración y servicios complementarios de valor agregado al cliente (SAVA).

## Mercado Eléctrico

Debido al incremento de la oferta de generación en los últimos años más allá del crecimiento de demanda, el mercado peruano de generación eléctrica se ha vuelto 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.

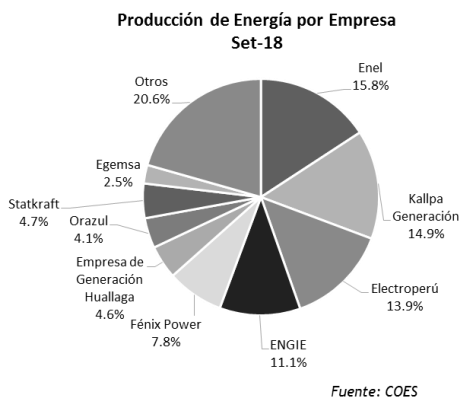
Notar que aquellos clientes conectados al SEIN que tengan una potencia contratada entre 0.2 MW y 2.5 MW, pueden elegir entre la condición de clientes o regulados (rango

optativo). De esta forma, ante la mayor competencia, muchos cliente regulados han optado migrar hacia ser clientes libres para obtener precios más competitivos.

A setiembre 2018, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,430.9 MW, superior de la registrada a fines del 2017 (10,248.2 MW). Este incremento se debió 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. (144.5 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 setiembre 2018, la participación térmica en la potencia instalada del sistema disminuyó ligeramente respecto a setiembre 2017 a 56.8%, mientras que la participación hidráulica disminuyó de 38.7% a 38.1%.

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 MW) y la C.S. Intipampa (40.5 MW). Por otro lado, es importante mencionar que, del total de la producción de centrales térmicas, el 93.8% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Por su parte, la energía generada en los 12 meses terminados a setiembre 2018 alcanzó los 50,092.2 GWh, creciendo en 2.2% 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 setiembre 2018, la potencia efectiva hidroeléctrica se redujo respecto a diciembre 2017, mientras que la potencia termoeléctrica aumentó en 2.0%. A pesar de este incremento, en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2018, la generación RER e hídrica mostraron un mayor crecimiento respecto a la producción térmica; creciendo en 46.4% y 2.6%, respectivamente; mientras que la producción térmica se redujo en 3.2%.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 38.2% y de origen hidráulico en 55.2%.

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 6.5% en el año móvil a setiembre 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 setiembre 2018, la máxima demanda ascendió a 6,710.7 MW, superior en 1.7% 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 la oferta actual de generación, 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 esperan alrededor de ocho proyectos, 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 setiembre 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	Cia. Energética Veracruz	635	1T2022
3 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	1T2022
4 C.H. Chadin 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 setiembre 2018, el mayor costo marginal del sistema fue en promedio US\$13.26/MWh (21.6% por encima del promedio de la barra de referencia), mientras que el menor costo marginal fue US\$10.1/MWh (7.2% por debajo del promedio de la barra de referencia).

El incremento en los costos respecto al 2017 (de US\$9.53/MWh a US\$10.91 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 US\$6.33/MWh en enero 2018, a US\$29.68/MWh en febrero 2018.

Adicionalmente, el costo marginal sufrió un incremento debido al mantenimiento de la planta de Malvinas del 27 de julio 2018 al 03 de agosto 2018, lo cual incrementó el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa, de US\$9.5/MWh en junio 2018, a US\$15/MWh en julio y agosto 2018.

### **Temas regulatorios**

Respecto a la comercialización de energía, según la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de generación eléctrica, publicado el 23 de julio del 2006, establece que los Usuarios que consuman energía dentro del rango que se establezca en el reglamento vigente, podrán acogerse a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. Sin embargo, este cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un año; y si el usuario cambia

de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor a tres años.

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 y, mediante Resolución Ministerial N° 196-2018-MEM/DM se promulgó el margen de reserva para el periodo mayo 2018 a abril 2019 que mantuvo el mismo valor.

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; 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.

El 23 de julio de 2018 se publicó el Decreto Supremo 017-2018-EM que establece el nuevo mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia. Esta norma deroga la anterior la norma que regulaba en anterior mecanismo de emergencia para el suministro de gas natural. El cambio más relevante es que se considera en tercera prioridad de abastecimiento a la totalidad de demanda de gas para generación eléctrica (anteriormente estaba en tercera prioridad sólo la demanda eléctrica regulada y en última prioridad la demanda eléctrica para clientes libres).

El 23 de julio del 2018 el Ministerio de Energía y Minas publicó la Resolución 136-2018-MEM/DGE mediante la cual establece que en los casos que se active el mecanismo de racionamiento por indisponibilidad de gas natural (Decreto Supremo N° 017-2018-EM), el COES realizará un despacho aplicando el criterio de eficiencia reasignado el gas

disponible a los generadores más eficientes. Luego, la norma ordena repartir entre los generadores la energía generada con el Gas Natural reasignado, de manera proporcional al volumen de Gas Natural cedido, y los generadores que cedieron gas pagarán a los que despacharon con gas reasignado, el costo del gas cedido.

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

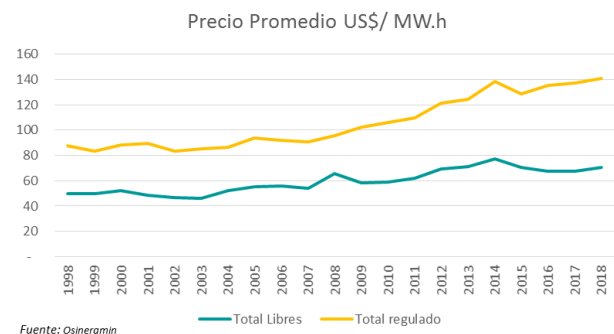
## Operaciones

La normativa del sector eléctrico peruano no permite a las generadoras firmar contratos por una potencia por encima de su potencia firme (propia o contratada), por lo que Eléctrica Santa Rosa (ESR) mantiene contratos de abastecimiento de potencia y energía con generadores para los próximos cinco años, con opción de ampliar la potencia contratada de ser necesario e incluyen penalidades en caso de incumplimiento.

Esto le permite a ESR contar con contratos de venta de energía con una cartera atomizada de clientes (más de 210 clientes a diciembre 2018), diversificada por industrias, con un plazo promedio de 3.8 años. Se debe resaltar que ESR se concentra en los clientes dentro del rango de consumo en el cual puede elegir entre ser Usuario Libre o Regulado (0.2 - 2.5 MW), facilitando la gestión asociada a ser Usuario Libre y ofreciendo servicios adicionales a sus clientes.

Los contratos firmados por los clientes incluyen las siguientes condiciones: i) Los clientes adquirirán energía de forma exclusiva con la generadora; ii) Se incluye una cláusula de renovación automática; iii) Se incluye una potencia mínima facturable (alrededor del 40% de la potencia máxima); y, iv) se incluye un sobreprecio por excesos de potencia y de energía.

Además, se debe recalcar que la exposición máxima por cliente son dos meses de impago, tras los cuales se tiene el derecho a desconectar al usuario en 48 horas.



Se debe recalcar, que el contexto actual de los precios del mercado eléctrico peruano favorece a ESR; debido a que, a

pesar que existe una importante sobre oferta (54.3% a junio 2018), se mantiene una importante brecha de precios entre los usuarios libres y residenciales.

### Principales indicadores

	2016	2017	LTM Jun18
<b>Total Volumen vendido (MWh)</b>	<b>117,777</b>	<b>273,246</b>	<b>312,505</b>
Energía HP	21,920	47,525	54,013
<b>Total Potencia vendida (MW)</b>	<b>238.3</b>	<b>525.6</b>	<b>552</b>
<b>Ingresos totales PPA (US\$)</b>	<b>7,491,889</b>	<b>13,762,624</b>	<b>16,036,973</b>
Ingresos por energía	5,850,523	10,612,232	11,985,408
Ingresos por potencia	1,641,365	3,150,392	4,051,565
<b>Precio Promedio Venta Energía (US\$/MWh)</b>	<b>49.7</b>	<b>38.8</b>	<b>38.4</b>

Fuente: ESR

A junio 2018, ESR cuenta con una Potencia Efectiva de 1.7 MW. Sin embargo, la Empresa complementa esta potencia con contratos de compra de Potencia y Energía a mediano plazo con grandes generadoras. A junio 2018, mantienen los siguientes contratos:

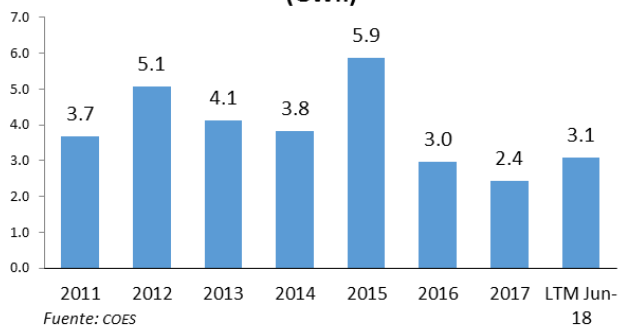
Suministro	Vigencia	Potencia Contratada
Duke Energy	01/12/15 al 31/12/18	35 MW hp en promedio
Fenix	01/12/16 al 31/12/21	2MW y 51 MW hp como máximo
EGEMSA	01/01/18 al 31/12/23	1MW y 22 MW hp como máximo
Renovandes	01/05/19 al 30/04/24	19.7 MW
EGEJUNIN	01/02/18 al 30/04/19	5.5 MW
Santa Cruz	01/02/18 al 30/04/19	9.2 MW
<b>Máxima potencia contratada</b>		<b>142.40</b>

Fuente: ESR

En el caso que las coberturas no cubran los contratos actuales, ESR cuenta con suministros adicionales equivalente a 29 GW anuales.

La producción de energía de ESR, durante el año móvil a junio 2018, (generada por la Central Purmacana), aumentó a 3,091.2 MWh, de acuerdo a lo reportado por el COES. Dicha generación aumentó en 26.4% respecto al total generado durante el periodo 2017.

### Generación anual de energía (GWh)



Por su parte, ESR tiene contratos asegurados por venta de energía y potencia, firmados con usuarios libres hasta empresas distribuidoras hasta diciembre 2031 con precios

firmer. A diciembre 2018, contaban con contratos vigentes con 217 usuarios, con un plazo promedio de cuatro años.

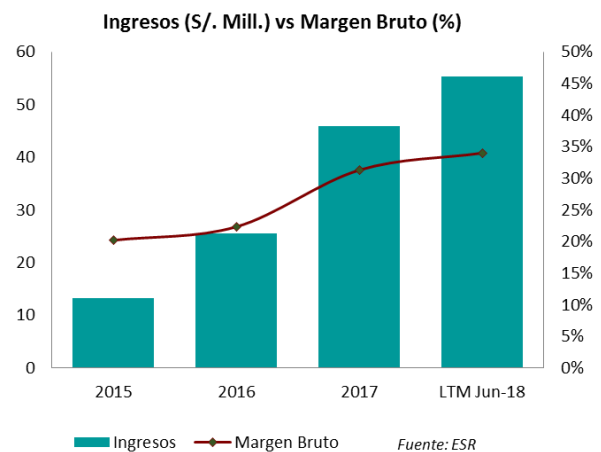
### Desempeño financiero

ESR realizó el cambio de enfoque de negocio en el 2015, por lo que sólo se considerarán los estados financieros a partir de ese año.

A&A proyectó los ingresos y costos a partir del 2018, en función a los contratos de abastecimiento y compra de potencia y energía firmados a diciembre 2018 (fecha de elaboración del modelo). De la misma manera, se proyectaron los principales indicadores financieros. No se consideraron nuevas ventas ni renovaciones.

Para elaborar la proyección, se asumieron las proyecciones de indicadores económicos del BCRP (Banco Central de Reserva del Perú).

En los 12 meses terminados a junio 2018, los ingresos de ESR fueron S/ 55.4 millones, superiores a los resultados del 2017 (S/ 45.8 millones). Lo anterior se debió al incremento de los ingresos por comercialización de energía, debido a la entrada de 16 nuevos contratos durante el primer semestre del 2018.

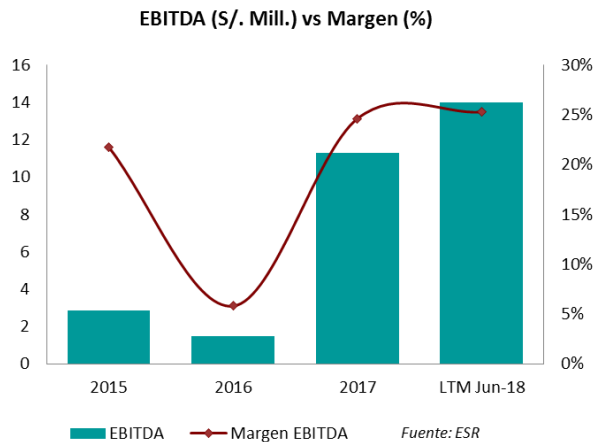


En el caso de los costos de venta, éstos aumentaron respecto al 2017 en 16.0%, principalmente por los mayores gastos en gestión comercial.

Además, los gastos administrativos ascendieron a S/ 1,587.2 millones, creciendo en 149.0% respecto al 2017 (S/ 637.5 miles). Este crecimiento se debió principalmente a los mayores gastos en planilla y en alquileres.

Debido al mayor margen operativo respecto al 2017, el EBITDA del año móvil a junio 2018 fue S/ 14.0 millones, superior al 2017 (S/ 11.3 millones). Debido a este incremento, el margen EBITDA aumentó a 25.3% (24.6% en el 2017).

Cabe resaltar que el indicador de cobertura EBITDA / GF aumentó a 9.8x.



La utilidad neta registrada, en los últimos 12 meses terminados en junio 2018, aumentó a S/ 7.5 millones, superiores al resultado del 2017, S/ 1.9 millones. Este incremento se debió principalmente al mayor del resultado operativo por medio de la mayor escala de operaciones, al incremento del margen bruto, y a los menores impuestos diferidos.

El flujo de caja operativo en el periodo fue S/ 7.7 millones, el cual fue positivo, a diferencia del 2017 (S/ -5.8 millones). Esta mejora se debió al mejor resultado del periodo, a la entrada de efectivo producto del incremento de cuentas por pagar comerciales, y al menor saldo de cuentas por cobrar comerciales.

Gracias a este flujo, al saldo disponible de caja, y al aporte de capital de S/ 784 miles, el nivel de efectivo a junio 2018 ascendió a S/ 5.5 millones.

El flujo de caja libre del periodo (S/ 6.9 millones), resultó en una cobertura de servicio de deuda de 0.7x. Se debe destacar que las coberturas proyectadas muestran un mínimo de 1.4x.

Gracias a la generación de EBITDA; la Empresa ha logrado mantener niveles de endeudamiento adecuados. De esta forma, el ratio Deuda financiera / EBITDA pasó de 2.4x en el 2015, a 1.4x en los últimos 12 meses terminados en junio 2018. En el caso de los indicadores proyectados, se calcula un promedio de 0.63x, con un máximo de 1.14x para el 2018.

## ■ Estructura de capital

Desde el cambio de negocio realizado en 2015, ESR ha mantenido la deuda financiera asociada a la central hidroeléctrica Pumarcana; además de tomar deuda adicional para las inversiones de autogeneración.

A junio 2018, la deuda financiera ascendió a S/ 20.1 millones, superior a lo registrado al cierre del 2017 (S/ 16.8 millones), debido a las inversiones por la adquisición de derechos de llave y por las inversiones en autogeneración. Del total de la deuda mantenida a junio 2018, el 48.1% tenía un vencimiento en el corto plazo (42.4% a diciembre 2017). Se debe recalcar que el 100% de la deuda es a tasa fija en dólares.

A pesar del incremento de la deuda, la mayor generación de EBITDA redujo el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) de diciembre 2017 a junio 2018 de 1.5x a 1.4x, respectivamente. Adicionalmente, el ratio de deuda sobre capitalización aumentó a 48.8% (52.6% a diciembre 2017).

**Deuda Financiera de Largo Plazo - Jun 2018**

	Moneda	S/. Miles	Vencimiento	Tasa (%)	% sobre Deuda
<b>Arrendamientos Financieros</b>	<b>US\$</b>	<b>4,075</b>			<b>75.3%</b>
BCP - Purmacana	US\$	334	07-2019	6.55%	6.2%
BCP - Purmacana	US\$	177	07-2019	6.55%	3.3%
Interbank - Precotex	US\$	255	04-2021	4.50%	4.7%
BCP - Surpack	US\$	854	02-2022	3.93%	15.8%
Scotiabank - Ajeper	US\$	2,455	01-2022	4.79%	45.3%
<b>Préstamos Bancarios</b>	<b>US\$</b>	<b>1,339</b>			<b>24.7%</b>
Interbank - Precotex	US\$	71	04-2018	6.61%	1.3%
Scotiabank - Ajeper	US\$	1,268	07-2017	4.04%	23.4%

Fuente: ESR

Además, mantienen una línea revolving con el banco Scotiabank con un plazo de tres meses (fecha de inicio 08/06/2018), con una línea disponible a junio 2018 de US\$ 333 mil.

De otro lado, respecto a la liquidez, se debe mencionar que ésta se incrementó de 1.16x en el 2017 a 1.20x a junio 2018, principalmente, como consecuencia de las menores cuentas por cobrar comerciales y los créditos tributarios.

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 (1.6x y 1.8x en el año móvil a junio 2018 y el 2017, respectivamente).

## ■ Características de la emisión

### **Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo de Eléctrica Santa Rosa**

En la Junta General de Accionistas se aprobó el Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo de Eléctrica Santa Rosa, con la finalidad de ampliar el capital de trabajo y a la reestructuración de pasivos.

El mayor requerimiento de capital de trabajo se debe a los nuevos proyectos que la Empresa se encuentra desarrollando actualmente, y a la entrada de nuevos contratos de comercialización de energía.



Dentro de las características del programa, se incluyen las siguientes:

- Monto: hasta un máximo de US\$5 millones (o su equivalente en Soles)
- Plazo: hasta un año

Cabe señalar que los instrumentos emitidos bajo este programa contarán sólo con garantías genéricas sobre el patrimonio de la Empresa. Las características propias de cada emisión se encontrarán en los Prospectos y Contratos Complementarios respectivos.

A la fecha de emisión del informe, la Empresa no cuenta con papeles emitidos bajo este programa.



## Resumen Financiero - Eléctrica Santa Rosa SAC

(En miles de S/)

Tipo de Cambio S//US\$ a final del Periodo 3.23 3.24 3.36 3.41

	LTM Jun18	dic-17	dic-16	dic-15
<b>Rentabilidad</b>				
EBITDA	13,990	11,277	1,480	2,867
Mg EBITDA	25.3%	24.6%	5.8%	21.7%
FCF / Ingresos	-3.6%	-14.3%	52.8%	6.4%
ROE	46.3%	16.1%	198.8%	
<b>Cobertura</b>				
EBITDA / Gastos financieros	9.8	10.1	3.6	6.0
EBITDA / Servicio de deuda	1.3	1.4	0.7	1.2
FCF / Servicio de deuda	-0.1	-0.7	6.1	0.5
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.4	-0.5	7.1	0.7
CFO / Inversión en Activo Fijo	-0.8	16.1	-44.0	-115.4
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	1.8	1.6	1.7	1.3
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>				
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	48.8%	52.6%	36.8%	76.2%
Deuda financiera total / EBITDA	1.4	1.5	3.2	2.4
Deuda financiera neta / EBITDA	1.0	1.4	1.7	2.3
Costo de financiamiento estimado	11.7%	10.3%	7.1%	
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	48.1%	42.4%	38.8%	28.7%
<b>Balance</b>				
Activos totales	65,335	51,757	32,597	12,457
Caja e inversiones corrientes	5,464	1,516	2,286	280
Deuda financiera Corto Plazo	9,668	7,106	1,864	1,966
Deuda financiera Largo Plazo	10,436	9,667	2,935	4,873
Deuda ajustada total	20,104	16,773	4,799	6,839
Patrimonio Total	21,085	15,102	8,234	2,133
Capitalización ajustada	41,188	31,875	13,034	8,972
<b>Flujo de caja</b>				
Flujo de caja operativo (CFO)	7,670	-5,794	16,245	845
Inversiones en Activos Fijos	-9,308	-359	-369	-7
Dividendos comunes	-381	-401	-2,403	0
Flujo de caja libre (FCF)	-2,019	-6,554	13,473	837
Otras inversiones, neto	-532	-2,617	-8,496	-2,135
Variación neta de deuda	2,521	3,014	-2,970	1,580
Variación neta de capital	904	5,387	0	0
Variación de caja	874	-770	2,006	283
<b>Resultados</b>				
Ingresos	55,361	45,831	25,525	13,183
Variación de Ventas	20.8%	79.6%	93.6%	
Utilidad operativa (EBIT)	12,155	9,844	816	1,860
Gastos financieros	1,435	1,115	412	480
Resultado neto	7,529	1,881	10,303	509
<b>Vencimientos de Deuda de Largo Plazo</b>				
		<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020+</b>
(S/ Miles)		7,106	4,747	3,116
EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización				
Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración 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 68				
Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo				
Costo de financiamiento estimado= Gastos financieros / Promedio de la deuda ajustada total del inicio y final del periodo				

## **ANTECEDENTES**

Emisor:	Eléctrica Santa Rosa S.A.C.
Domicilio legal:	Av. Pardo y Aliaga 675 Piso 3 – San Isidro
RUC:	20501860329
Teléfono:	(511) 652-7966

## **RELACIÓN DE DIRECTORES**

Pedro Gonzales-Orbegoso	Director
Guillermo Cox Harman	Director

## **RELACIÓN DE EJECUTIVOS**

Pedro Rosell Tola	Gerente General
Jaime Ladines Arrieta	Gerente de Finanzas
Fernando Vega Sánchez	Gerente Comercial y Legal

## **RELACIÓN DE ACCIONISTAS**

GCZ S.A.C.	92.00 %
Pedro Rosell Tola (PRT)	8.00 %

## 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 **Eléctrica Santa Rosa S.A.C.**:

<u>Instrumentos</u>	<u>Clasificación*</u>
<b>Instrumentos de corto plazo</b>	<b>Categoría CP-1-(pe)</b>

### Definiciones Financieras

**CATEGORÍA CP-1 (pe)**: Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de sus obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

( + ) *Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.*

( - ) *Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría*

**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. Dicha nota se aplicará únicamente a las clasificaciones de obligaciones de largo plazo y a las clasificaciones de las Instituciones Financieras y de Seguros. Por lo tanto, no se asignará perspectiva para las obligaciones de corto plazo, acciones y cuotas de fondos mutuos y de inversión.

(\*) 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 0.0% 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.