

Orazul Energy Egenor S. en C. por A. (Egenor)

Informe Trimestral

Ratings

Tipo Instrumento	Clasificación Actual	Clasificación Anterior
Bonos Corporativos	AA+(pe)	AA+(pe)

Información financiera no auditada a setiembre 2016.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 10/02/2017 y 18/05/2016.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

S/. MM	LTM		
	Set-16	Dic-15	Dic-14
Ingresos	434.9	417.6	373.1
EBITDA	178.8	187.1	155.4
Flujo de Caja Operativo	142.5	146.9	158.2
Deuda Total	257.4	260.2	228.7
Caja	194.6	327.9	145.4
Deuda Financiera / EBITDA	1.44	1.39	1.47
Deuda Financiera Neta / EBITDA	0.35	-0.36	0.54
EBITDA/ Gastos Financieros	8.82	10.60	9.48

Fuente: Egenor

Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas no Financieras de 01-2017.

Analista

Julio Loc

(511) 444 5588

julioloc@aai.com.pe

Sandra Guedes

(511) 444 5588

sandraquedes@aai.com.pe

Fundamentos

Egenor es la sexta empresa generadora del país, con una participación del 4.6% de la energía despachada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el año móvil finalizado a setiembre 2016.

La clasificación de riesgo otorgada a la Primera y Segunda Emisión del Segundo Programa de Bonos Corporativos Duke Energy Egenor se sustenta en la capacidad de la Empresa de generar energía a bajos costos marginales, lo cual le garantiza una alta prioridad en el despacho de energía eléctrica en el SEIN. Asimismo, considera su experiencia en el mercado peruano como una de las generadoras líderes en el sistema.

Cabe resaltar que Egenor sigue mostrando holgados niveles de cobertura de gastos financieros y servicio de deuda, los mismos que, al año móvil finalizado a setiembre 2016, fueron de 8.82x y 7.34x (10.60x y 8.56x, para diciembre 2015), respectivamente.

De la misma manera, es importante destacar el buen nivel de capitalización de la empresa, y su reducido nivel de apalancamiento financiero (Deuda financiera / EBITDA), el cual ascendió a 1.44x en los últimos 12 meses a setiembre 2016; por su parte, el ratio de deuda sobre capitalización quedó en 30.1% en el mismo periodo.

Por otro lado, la estrategia financiera de la compañía es mantener una duración larga de la deuda, la cual le otorga un mayor plazo de repago, que le permite tener niveles holgados de cobertura e ir reduciendo las presiones sobre los flujos de caja para afrontar escenarios de estrés. Como consecuencia de ello, realizó dos emisiones de bonos (en noviembre 2011 y febrero 2012).

¿Qué podría modificar la clasificación?

La reducción de la dependencia entre la capacidad de generación de la Compañía y la disponibilidad del recurso hídrico, a través de una diversificación de fuentes de generación eficiente, podría tener un impacto positivo en la clasificación de riesgo.

Por el contrario, incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida, la reducción de su flexibilidad financiera o ajustes en los niveles de cobertura de obligaciones, podrían tener impactos negativos en su clasificación de riesgo.

■ Acontecimientos recientes

Con fecha 11 de octubre de 2016, se puso en conocimiento del mercado que Duke Energy Corporation suscribió con ISQ Enerlam Aggregator L.P. y Enerlam (UK) Holdings Ltd. un contrato de compraventa de acciones, mediante el cual, sujeto al cumplimiento de ciertas condiciones, Duke transferiría a favor de Enerlam, múltiples activos Latinoamericanos, incluyendo, las acciones representativas del 99.96615% del capital social de Duke Energy Egenor S. en C. por A. ("Egenor").

Con fecha 20 de diciembre de 2016 se puso en conocimiento del mercado que, se habían cumplido las condiciones necesarias para proceder con la referida transferencia de acciones. En consecuencia, Duke transfirió sus activos en Latinoamérica, incluyendo las acciones representativas del 99.96615% del capital social de Egenor, a favor de los siguientes compradores: Enerlam (UK) Holdings Ltd., Orazul Energía Perú S.A.C. y Orazul Energía (España) Holdings S.R.L. (estas dos últimas adquirieron los derechos de Enerlam Aggregator L.P. bajo el Contrato de Compraventa como consecuencia de una cesión de derechos).

■ Perfil

Orazul Energy Egenor (anteriormente conocida como Duke Energy Egenor) se dedica a las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica en el territorio peruano. Para ello, a la fecha de realización del presente informe, contaba con tres centrales hidroeléctricas: Cañón del Pato, Carhuaquero y Caña Brava; lo que le permitía contar con una potencia efectiva de 374.3 MW y una potencia firme de 365.8 MW a setiembre 2016.

De esta manera, y luego de la venta de la Planta de Generación Termoeléctrica Las Flores a Kallpa Generación, en abril del 2014, Egenor pasó a ocupar el décimo lugar en lo que se refiere a potencia firme dentro del SEIN. Asimismo, la Empresa mantiene el sexto lugar en cuanto a producción de energía, con una generación de 2,178.3 GWh al cierre del año móvil finalizado a setiembre 2016 (2,207.6 GWh a diciembre 2015).

El Grupo Duke Energy ingresó al accionariado de la empresa en 1999. En octubre del 2016, transfirió el 99.9% de sus activos al fondo de inversiones independiente I Squared Capital (ISQ), el cual mantiene actualmente el 99.9% del mismo a través de su subsidiaria Orazul Energía Perú.

ISQ se enfoca en inversiones de infraestructura centradas en energía, servicios públicos y transporte en América del Norte, Europa y algunas economías emergentes. Particularmente, en

Latinoamérica cuenta con presencia en Argentina, Chile, Ecuador, El Salvador, Guatemala y Perú.

Asimismo, junto con la adquisición, ISQ posee el 100% de Aguaytía Energy, el cual es un negocio integral en la selva peruana, dedicado a la extracción de gas natural y los líquidos asociados, generación de energía eléctrica y su posterior transmisión.

■ Operaciones

A setiembre 2016, la capacidad de generación de la Empresa se distribuía de la siguiente manera:

Potencia Efectiva y Generación (GWh)						
Central	Tipo de Central	MW	Generación Set16	Generación 2015	F. Planta Set-16	F. Planta 2015
Cañón del Pato	Hidráulica	265.6	1,166.1	1,580.2	54.5%	68.5%
Caña Brava	Hidráulica	5.7	22.5	32.3	47.4%	64.6%
Carhuaquero	Hidráulica	104.5	419.8	595.1	57.7%	76.6%
Capacidad Total		375.8	1,608.4	2,207.6	54.3%	71.5%

Fuente: Orazul Energy - Egenor

Luego de la venta de Las Flores, C.T. Paita, C.T. Sullana, C.T. Piura, y la salida de operación comercial de C.T. Chimbote, C.T. Chiclayo, el 100% de la capacidad efectiva de Egenor corresponde a centrales hidráulicas.

De esta manera la generación de energía de la Empresa depende directamente del nivel de lluvias, por lo que su participación en el despacho de energía en el COES es estacional (alta en periodos de avenida y baja en periodos de estiaje).

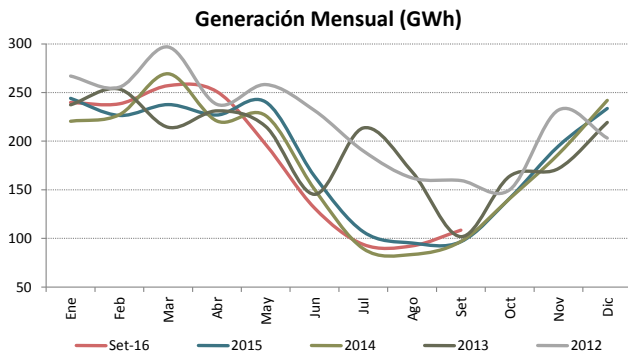
En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo marginal, por lo que se prioriza el ingreso de las centrales hidráulicas, luego las C.T. a GN (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón, R500 y diesel.

Así, al cierre del año móvil finalizado a setiembre 2016, Egenor generó 2,178.3 GWh, 1.3% por debajo de lo producido al cierre del 2015. La menor generación se dio ante una menor disponibilidad del recurso hídrico.

Composición de la Energía Generada					
Fuente	LTM Set16	2015	2014	2013	2012
Hidroeléctrica	100.0%	100.0%	96.2%	86.8%	78.0%
Térmica	0.0%	0.0%	3.8%	13.2%	22.0%

Fuente: Orazul Energy - Egenor

La históricamente alta participación de la generación hidráulica en la producción, genera una estacionalidad en el despacho de energía, lo que lleva a que la generación disminuya alrededor del 30% en promedio durante la época de estiaje.



Fuente: Orazul Energy - Egenor

Por otro lado, la Empresa, a través de su subsidiaria Etenorte, cuenta con cinco líneas de transmisión de 138 kV (tres de 44 km y dos de 8.5 km) con una capacidad de hasta 110 MW, destinadas principalmente al transporte de la energía generada por la central de Cañón del Pato al SEIN.

Asimismo, a través de Etenorte, la central Carhuaquero cuenta con una línea de 220 kV y 83 km. Con capacidad de transmisión de 150 MW. Las seis líneas (349.2 km) constituyen los principales aportes de potencia en la zona norte del SEIN y aseguran el mayor abastecimiento de energía.

A setiembre 2016, la Empresa tenía contratos respecto a la potencia firme por 365.8 MW, distribuidos en 65.0% con clientes regulados y el restante con clientes libres. A setiembre 2016, Luz del Sur era el principal cliente regulado (29.1%); luego se encuentran Minera Yanacocha (23.1%), Hidrandina (11.0%), Electronorte (6.7%) y Minera Barrick Misquichilca (10.5%). Cabe mencionar que en Octubre 2016, el contrato con Yanacocha fue rescindido por el cliente, por lo que tuvo que pagar una penalidad a la Compañía, de acuerdo a lo establecido en el contrato.

■ Mercado Eléctrico

El mercado peruano de generación eléctrica se está volviendo cada vez más competitivo. Así, los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder 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 2.5MW). El riesgo de dicha competencia puede ser mitigado a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements* (PPA), de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

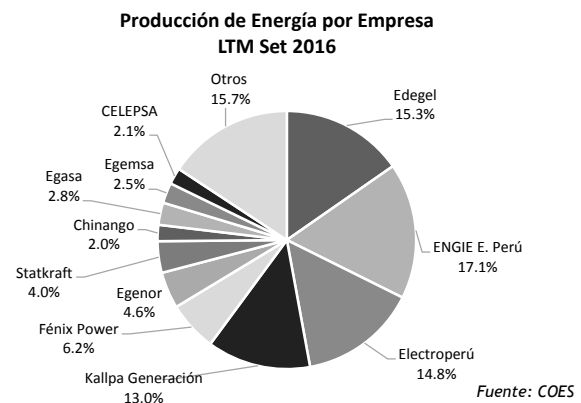
Al cierre de setiembre 2016, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 9,857.0 MW, superior a la registrada a fines del 2015 (8,147.3 MW).

Cabe tener en consideración que, al cierre del 2015, la potencia efectiva del mercado peruano fue de 9,613.9 MW, 10.3% superior a lo registrado a finales del 2014, debido principalmente a la puesta en marcha de tres centrales hidroeléctricas: C.H. Cheves de 172 MW, C.H. Quitaracsa de 114 MW y C.H. Machupicchu II de 100 MW, plantas que pertenecen a Statkraft, ENGIE Energía Perú y Egemsa, respectivamente. Así como, el inicio de operación de las centrales termoeléctricas C.T. Reserva Fría de Éten de 223 MW y C.T. Recka de 179 MW, ambas ubicadas en el departamento de Lambayeque.

Al respecto, cabe señalar que de los 896.1 MW nuevos en el SEIN, 40.0% corresponden a nuevas centrales térmicas y 60.0% a hidroeléctricas. No hubo un incremento con respecto a centrales de energía solar y eólicas.

En línea con lo descrito, durante el 2015, disminuyó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 59.2 a 57.4%. Por su parte, la generación hidráulica incrementó su participación de 38 a 40% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (2.5% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 66.3% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.



Fuente: COES

Por su parte, la energía generada durante el año móvil finalizado a setiembre 2016, alcanzó los 47,625.8 GWh, 6.9% por encima de la generada durante el 2015, como resultado de la mayor demanda, producto del crecimiento de la economía nacional. Dicha tasa muestra una ligera aceleración respecto de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 6.0% entre los años 2011 y 2015.

Cabe señalar que la principal fuente de generación que contribuyó al crecimiento mencionado fue la hidráulica, la cual se incrementó en 9.9% respecto de lo generado en el 2014, como resultado de la entrada en operación de un mayor número de centrales hidroeléctricas durante los últimos dos años.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año móvil finalizado a setiembre 2016 fue de origen térmico en 48.8% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 45.6% de la producción del periodo de análisis), hidráulico en 48.5% y de origen RER en 2.8%. Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas elevaron su participación respecto del cierre del 2015 (2.1%).

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 6.0% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. En los primeros nueve meses del 2016, la máxima demanda ascendió a 6,444.9 MW, superior en 2.7% a la máxima demanda registrada durante el 2015.

La Dirección General de Electricidad (DGE) ha proyectado que la demanda de potencia se incrementará en promedio 8.8% hasta el 2017, año en el que la misma llegaría a 7,993 MW. No obstante, dicha estimación depende de si se concretan los proyectos mineros en las fechas previstas.

Así, habría años en los que se podría crecer hasta 10% anualmente; por el contrario, si no se concreta ningún proyecto, se crecería a la par del crecimiento vegetativo del país, es decir, alrededor de 5.0% cada año.

Al respecto, la DGE ha concluido que con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2017.

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.H. Pucará	Cuzco	Egecuzco	178	4T2017
2 C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	302	3T2020
3 C.H. Veracruz	Amazonas	Cia. Energética Veracruz	730	1T2022
4 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

Por otro lado, desde el 2014 hasta lo que va del 2016, se continuó incentivando las inversiones en el sector eléctrico, especialmente en el subsector generación. Así, los anuncios de inversión privada de Centrales de Generación Eléctrica para el periodo 2016-2018 ascienden aproximadamente a US\$5,000 millones, monto que contempla el desarrollo de alrededor de 28 proyectos.

Uno de los principales retos que enfrenta el desarrollo de nuevas centrales son los altos costos de inversión que requieren las centrales hidroeléctricas, los cuales no siempre son acompañados por la tarifas de venta de energía. Asimismo, la obtención de permisos y licencias obstaculizan el proceso de adjudicación de las concesiones definitivas y la construcción de las centrales.

Por el lado de las centrales térmicas a gas natural, las más eficientes, los principales obstáculos que enfrentan las generadoras son la disponibilidad de suministro y transporte del combustible.

Cabe resaltar que, en los últimos meses, surgieron algunos problemas de congestión de las líneas de transmisión en la interconexión Centro-Sur dada la ampliación y toma de carga de algunos proyectos mineros. Se espera que dicho escenario se solucione con la entrada en operación del proyecto L.T. 500 KV Mantaro-Poroma-Socabaya-Montalvo previsto para el primer trimestre del 2017.

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 han ido disminuyendo con proyectos que han ampliado la capacidad de transmisión del sistema.

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 enero 2015, mediante Decreto Supremo N°002-2015-EM, se modificó el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N°29970. De acuerdo a lo establecido, se deberá considerar a la generación hidroeléctrica en la posibilidad que dispone el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para aprobar el requerimiento de capacidad de generación, ubicación y plazos propuesto por el COES para la puesta en operación comercial, la cual se espera que sea subastada para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico.

En abril 2015, mediante Decreto Supremo N°007-2015-EM, se precisó que el establecimiento de la Máxima Demanda Mensual y la Demanda Coincidente (artículos 111°, 112° y 137° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas) sea

dentro de las horas de punta del sistema establecidas por el MEM cada cuatro años.

En mayo 2015, se promulgó la Resolución Ministerial N°245-2015-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 37% para el periodo comprendido entre mayo 2015 hasta abril 2016 (32% mayo 2014 – abril 2015).

En junio 2015, OSINERGMIN aprobó mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica ante una situación de emergencia, el procedimiento para determinar las compensaciones relacionadas con la capacidad adicional de generación y/o transmisión instalada principalmente por parte de las empresas en las que el Estado tenga mayoría de participación.

Finalmente, en setiembre 2015, mediante Decreto Legislativo N°1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica del Perú, se modificaron artículos del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Algunas de las modificaciones relacionadas a la generación, enfatizan en lo siguiente: i) limita a 30 años aquellas concesiones derivadas de licitaciones; ii) obligación de los distribuidores de garantizar su demanda regulada por 24 meses; y, iii) exige para la generación hidráulica un informe favorable de gestión de cuencas.

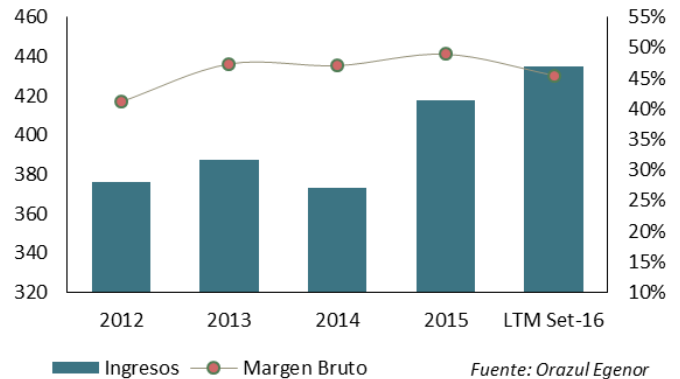
Además, establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración con el fin de inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

Desempeño Financiero

Al cierre del año móvil finalizado a setiembre 2016, los ingresos de Egenor ascendieron a S/. 434.9 millones, 4.1% superiores a lo registrado al cierre del 2015. De esta manera, a pesar de los menores volúmenes vendidos a clientes debido a la culminación de contratos estacionales, el crecimiento en los ingresos se vio explicado por la compensación en los precios de energía y potencia ante el aumento de costos marginales en el mercado spot.

De esta manera, los clientes regulados representaron el 43.7% del total de GWh vendidos acumulados a setiembre 2016 (52.3% a setiembre 2015), mientras que los clientes libres representaron el 33.0% (30.6% a setiembre 2015). Cabe mencionar que, al cierre del periodo analizado, las ventas de energía representaban el 62.8% del total de ingresos.

Ingresos (S/. Mill.) vs Margen Bruto (%)

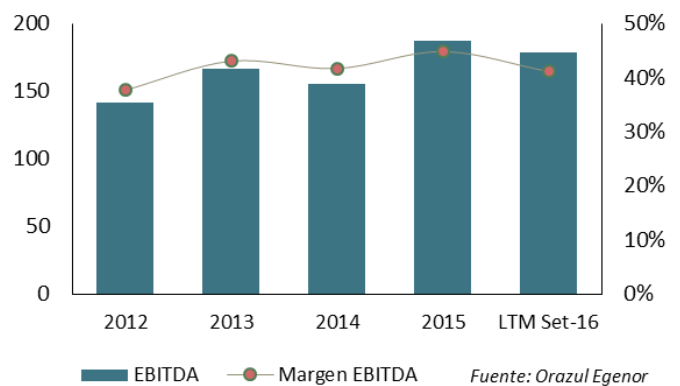


Por su parte, el costo de ventas pasó de S/. 213.3 millones en diciembre 2015 a S/. 237.2 millones al cierre de los 12 meses a setiembre 2016, como resultado de una mayor necesidad de realizar compras de energía y el mayor pago de peajes eléctricos en época de estiaje, ante el incremento de los costos marginales.

Por su parte, durante el periodo analizado, se registraron mayores cargas de personal, así como también mayores cargas tributarias, lo cual trajo consigo un incremento de los gastos administrativos del periodo.

En consecuencia, el EBITDA de los últimos 12 meses finalizados a setiembre 2016, ascendió a S/. 178.8 millones, menor en 4.4% a los S/. 187.1 millones registrados a finales del año previo, por los motivos explicados anteriormente.

EBITDA (S/. Mill.) vs Margen EBITDA (%)



Los gastos financieros, por su parte, aumentaron en 14.7% respecto de diciembre 2015 y se ubicaron en S/. 20.3 millones al cierre del año móvil finalizado a setiembre 2016. Éstos incluyen la actualización de la provisión para cierre de centrales térmicas fuera de operación comercial. De esta

manera, el ratio de cobertura de intereses (EBITDA/gastos financieros) disminuyó a 8.82x (10.60 x a diciembre 2015).

Si bien, en el ejercicio del 2015, Egenor tuvo una pérdida por diferencia en cambio de S/. 4.1 millones, al cierre de los 12 meses finalizados a setiembre 2016, se tuvo una ganancia por S/. 2.4 millones. La Empresa espera, para los próximos periodos, continuar tomando medidas de reserva de caja en moneda extranjera que le permitan mitigar la exposición a la volatilidad cambiaria.

Finalmente, durante el 2014, se tuvo un ahorro importante por concepto del pago del impuesto a la renta diferido, como resultado de la nueva regulación que plantea la reducción progresiva de dicha tasa impositiva. Sin embargo, en el 2015, dicho monto volvió a elevarse por la mayor base imponible del año. Durante el periodo de análisis, dicho gasto por impuesto fue superior en 0.9% al registrado a fines del 2015.

De esta manera, y como consecuencia de todo lo anterior, Egenor registró una utilidad neta de S/. 144.8 millones al cierre del año móvil finalizado a setiembre 2016, inferior en 0.6% a la registrada en diciembre 2015. Sin embargo, el indicador de rentabilidad sobre patrimonio (ROE) pasó de 21.5 a 22.3% en el mismo periodo, ante la disminución del patrimonio por la repartición de dividendos durante el 2016.

Por su parte, el ratio de cobertura de servicio de deuda del periodo analizado (EBITDA / SD) se redujo de 8.56x a 7.34x, debido a la menor generación del periodo y al incremento en los gastos financieros explicado anteriormente.

En términos de flujo de caja, Egenor generó un flujo de caja operativo de S/. 142.5 millones al cierre del año móvil finalizado a setiembre 2016 (S/. 146.9 millones a diciembre 2015). Dichos recursos fueron destinados en parte a la compra de activo fijo (S/. 13.9 millones) y al reparto de dividendos (S/. 247.6 millones), cuya diferencia no pudo ser cubierta por los dividendos recibidos; lo cual resultó en una disminución de caja de S/. 77.4 millones.

No obstante, Apoyo & Asociados considera holgado el flujo de caja operativo y el saldo de caja mantenido por la compañía a setiembre 2016 (S/. 194.6 millones).

Respecto al riesgo por tasas de interés, la compañía tiene la política de mantener financiamientos principalmente a tasas fijas. Así, el 100% del total de su deuda financiera a setiembre 2016, se encuentra pactada a tasas fijas.

■ Estructura de Capital

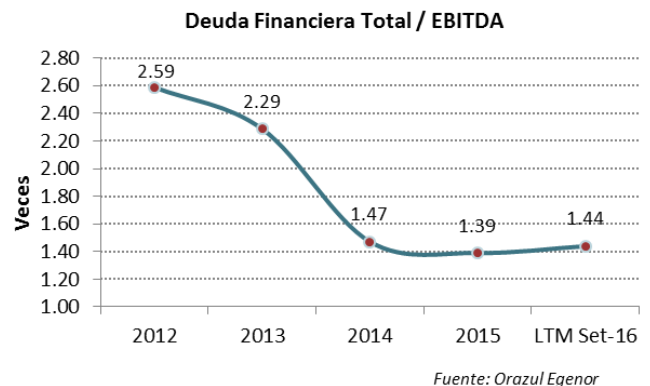
A setiembre 2016, la deuda financiera se redujo a S/. 257.4 millones, menor en 1.1% al saldo mantenido a diciembre 2015,

la cual se encuentra compuesta únicamente por el saldo de bonos corporativos. De esta manera, la deuda financiera no corriente representó el 98.4% del total de las obligaciones financieras a setiembre 2016.

Por su parte, los recursos provenientes de los bonos corporativos emitidos se utilizaron para financiar capital de trabajo y refinanciar los pasivos de la empresa. Cabe destacar la reducción progresiva del nivel de endeudamiento que ha mostrado Egenor, aun considerando la deuda que asumió para financiar sus proyectos de inversión.

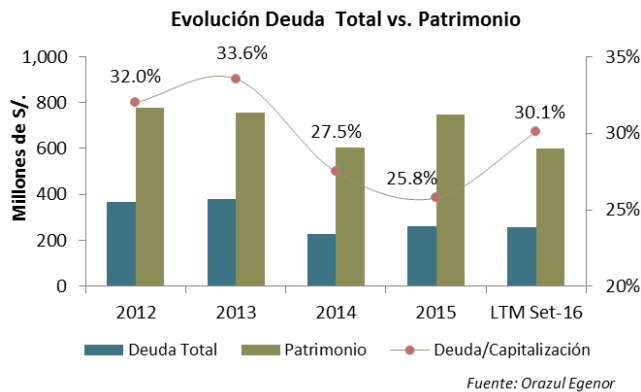
Por otro lado, respecto al indicador de apalancamiento financiero (Deuda Financiera total / EBITDA), éste pasó de 1.39x a diciembre 2015 a 1.44x al cierre del año móvil a setiembre 2016, ante la menor generación del EBITDA explicada anteriormente.

La evolución de dicho indicador se puede apreciar en el siguiente gráfico, lo cual muestra que una parte importante de sus inversiones fueron financiadas por la generación propia de la Empresa.



Por otro lado, se puede apreciar el compromiso de los accionistas de Egenor, quienes han acompañado los requerimientos de financiamiento para el desarrollo de sus proyectos de inversión vía la capitalización del íntegro de la generación de caja.

Tal como se aprecia en el gráfico, el nivel de endeudamiento sobre el total de capitalización ha mostrado una tendencia decreciente en los últimos años; sin embargo, el tercer trimestre del 2016 cerró en 30.1% (25.8% a diciembre 2015) dada la disminución en el patrimonio por la distribución de dividendos, durante el 2016, correspondientes a ejercicios pasados.



La compañía tiene como estrategia financiera el reperfilamiento de su deuda, a través del cual le otorga un mayor plazo de repago. Como consecuencia, realizó dos emisiones de bonos (en noviembre 2011 y en febrero 2012, como se detallará más adelante).

Lo anterior debería reducir la presión a los flujos de caja de la compañía para los próximos años, otorgándole una mayor holgura financiera. Así, el monto previsto por obligaciones de deuda en el corto plazo es S/. 3.8 millones.

Cabe señalar que, en Junta General de Accionistas del 24 de octubre del 2014, se acordó una disminución del Capital Social equivalente a S/. 185.0 millones a través de la amortización de acciones íntegramente pagadas de un valor nominal de S/. 1.00 cada una.

La reducción afectó a todos los accionistas a prorrata de su participación en el capital. Dicha reducción se vio materializada en los Estados Financieros desde el ejercicio 2014, pero fue inscrita en registros públicos en febrero del 2015.

Cabe mencionar que, durante el 2015, no se realizó reparto de dividendos por concepto de las utilidades generadas. Sin embargo, en enero y marzo del 2016, la Junta General Obligatoria Anual de Socios acordó distribuir dividendos por S/. 101.6 y 146.0 millones, correspondientes al ejercicio 2014 y 2015, respectivamente. Ambos montos fueron pagados durante el presente año.

Características de los Instrumentos

Segundo Programa de Bonos Corporativos Duke Energy Egenor

En Junta General de Accionistas celebrada el 08 de junio de 2009, se aprobó el Segundo Programa de Bonos Corporativos de Duke Energy Egenor hasta por un monto máximo en circulación de US\$200.0 millones o su equivalente en soles.

La vigencia del programa era de dos años y se renovó, el 9 de setiembre de 2011, hasta por dos años más. Los fondos recaudados fueron destinados a financiar capital de trabajo, sustituir pasivos y/o inversiones en general.

Durante el plazo en que los valores emitidos bajo este Programa se encuentren vigentes, la Compañía (el Emisor) se compromete, entre otras cosas, a:

- No otorgar garantías reales a favor de terceros o subsidiarias sobre sus activos que, de manera individual o agregada, superen el 25% de su Patrimonio Neto.

- Mantener un ratio de apalancamiento (Deuda / Patrimonio neto) no mayor a 1.5 veces.

Por otro lado, los instrumentos emitidos bajo este programa no cuentan con garantías específicas, por lo que están respaldados de manera genérica por el patrimonio de la Empresa.

Primera Emisión del Segundo Programa

La primera emisión del segundo programa de bonos corporativos se realizó por un monto de US\$35.0 millones, el cual se colocó en una serie el 10 de noviembre de 2011, a una tasa fija de 6.375% anual.

Asimismo, los bonos se colocaron a la par y a un plazo de 15 años, los intereses se pagarán en cupones semestrales a tasa fija y la amortización del principal, en un solo pago en la fecha de vencimiento. No existe opción de rescate, salvo en los casos en los que establece la norma.

Segunda Emisión del Segundo Programa

La segunda emisión del segundo programa de bonos corporativos se realizó por un monto de US\$40 millones, el cual se colocó en una serie el 9 de febrero del 2012, a una tasa fija de 5.8125% anual.

El propósito de esta emisión, de acuerdo a lo conversado con la gerencia de la Empresa, fue la refinanciación de otras deudas del emisor y extender el plazo promedio de la misma, de manera que no implicó un aumento en el nivel de endeudamiento de Egenor.

Entre las características más importantes de la emisión se encuentran: un plazo de 12 años, colocación a la par, amortización del capital en un solo pago al vencimiento y cupones semestrales de intereses. Al igual que la primera emisión, no tiene opción de rescate.

**Resumen Financiero - Orazul Energy Egenor S. en C. Por A.**

(Cifras en miles de soles)

Tipo de Cambio S./US\$ a final del Periodo 3.40 3.41 2.99 2.80 2.55 2.70

	LTM Set-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12	dic-11
Rentabilidad (%)						
EBITDA	178,797	187,110	155,432	166,583	141,714	132,244
Mg. EBITDA	41.1%	44.8%	41.7%	43.0%	37.7%	32.0%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
FCF / Ingresos	-27.4%	31.6%	6.7%	5.2%	7.8%	34.4%
ROE	22.3%	21.5%	23.1%	11.9%	12.4%	8.9%
Cobertura (x)						
Cobertura de intereses del FFO	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
EBITDA / Gastos financieros	8.82	10.60	9.48	12.54	5.23	3.92
EBITDA / Servicio de deuda	7.34	8.56	7.43	9.54	2.75	1.79
Cobertura de cargos fijos del FFO	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
FCF / Servicio de deuda	-4.89	6.03	1.19	1.15	0.57	1.92
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	3.10	21.03	8.14	8.92	2.62	3.57
CFO / Inversión en Activo Fijo	10.24	9.82	14.77	13.38	28.63	29.65
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	15.34	23.55	14.38	17.32	4.80	3.43
Estructura de capital y endeudamiento (x)						
Deuda ajustada total / Capitalización Ajustada	30.1%	25.8%	27.5%	33.6%	32.0%	33.1%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Deuda financiera total / EBITDA	1.44	1.39	1.47	2.29	2.59	3.10
Deuda financiera neta / EBITDA	0.35	-0.36	0.54	1.47	1.84	2.18
Costo de financiamiento estimado	8.0%	7.2%	5.4%	3.6%	7.3%	7.7%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	1.6%	1.6%	2.0%	1.1%	6.7%	9.8%
Balance						
Activos totales	1,048,130	1,214,112	1,063,035	1,383,927	1,395,633	1,456,606
Caja e inversiones corrientes	194,644	327,931	145,350	135,790	105,854	121,896
Deuda financiera Corto Plazo	4,086	4,210	4,523	4,183	24,488	40,307
Deuda financiera Largo Plazo	253,350	255,975	224,175	210,500	342,242	369,935
Deuda financiera total	257,436	260,185	228,698	381,007	366,730	410,242
Deuda financiera total con Equity Credit	257,436	260,185	228,698	381,007	366,730	410,242
Deuda fuera de Balance	0	0	0	0	0	0
Deuda ajustada total	257,436	260,185	228,698	381,007	366,730	410,242
Patrimonio Total	597,963	749,105	603,480	754,485	778,643	828,786
Capitalización ajustada	855,399	1,009,290	832,178	1,135,492	1,145,373	1,239,028
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	142,453	146,885	158,205	145,939	191,959	147,368
Inversiones en Activos Fijos	-13,906	-14,961	-10,711	-10,909	-6,704	-4,970
Dividendos comunes	-247,600	0	-122,628	-115,000	-156,000	0
Flujo de caja libre (FCF)	-119,053	131,924	24,866	20,030	29,255	142,398
Ventas de Activo Fijo, Netas	25,055	25,036	333,528	154	398	381
Otras inversiones, neto	16,815	-328	3,205	14,756	1,892	9,317
Variación neta de deuda	-235	-856	-182,681	-5,004	-47,587	-54,923
Variación neta de capital	0	0	-185,000	0	0	0
Otros financiamientos, netos	0	0	0	0	0	0
Variación de caja	-77,418	155,776	-6,082	29,936	-16,042	97,173
Resultados						
Ingresos	434,910	417,644	373,086	387,260	376,246	413,760
Variación de Ventas	4.1%	11.9%	-3.7%	2.9%	-9.1%	32.8%
Utilidad operativa (EBIT)	140,501	149,252	117,379	129,614	104,021	77,931
Gastos financieros	20,264	17,660	16,394	13,280	27,073	33,742
Resultado neto	144,758	145,625	156,623	90,842	99,294	70,377
Información y ratios sectoriales						
Energía Entregada al COES (GWh)	2,178.3	2,207.6	2,153.6	2,335.6	2,643.7	2,317.7
Participación en el COES (%)	4.6%	5.0%	5.2%	5.9%	7.1%	6.6%
Vencimientos de Deuda de Largo Plazo						
Miles de S/.			2016	2017	2018	2019+
			3,769	15,391	15,391	356,843

EBITDA: Ut. Operativa (no incluye otros ingresos y egresos; si incluye ingresos por alquiler cesión minera y a partir del 2009 incluye gastos por participación de trabajadores) + Deprec. + Amort. FFO: Resultado neto + Depreciación + 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.

*** A partir del 2011, la compañía adopta las NIIF para registrar sus EEFF, según en cumplimiento de la regulación de la SMV. Los EEFF al 2010 se han reexpresado para fines comparativos. Los ejercicios anteriores no son comparables

ANTECEDENTES

Emisor:	Orazul Energy Egenor S. en C. por A.
Domicilio legal:	Av. Dionisio Derteano N°144, piso 19, San Isidro
RUC:	20338646802
Teléfono:	(511) 615 4600
Fax:	(511) 615 4701

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Raúl Espinoza	Gerente General
Dora Avendaño	Directora Legal
Carlos Luis Fossati	Director Comercial
Lourdes García	Directora de Finanzas y TI
Manuel De la Puente	Gerente de Seguridad y Medio Ambiente
César Vega	Director de Operaciones
Javier Uchuya	Gerente de Recursos Humanos

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

Orazul Energía Perú S.A.C.	99.97%
Accionistas minoritarios	0.03%

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 **ORAZUL ENERGY EGENOR S. en C. por A.:**

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Primera Emisión del Segundo Programa de Bonos Corporativos Duke Energy Perú (Hasta por un máximo de US\$50.0 millones)	Categoría AA+ (pe)
Segunda Emisión del Segundo Programa de Bonos Corporativos Duke Energy Perú (hasta por un máximo de US\$40.0 millones)	Categoría AA+ (pe)
Perspectiva	Estable

Definiciones

CATEGORÍA AA (pe): Corresponde a una muy alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

- (+) 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.

(*) 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.