Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A.
Programa Rotativo de Bonos Corporativos Garantizados y Bonos Subordinados No Acumulativos

Comité No. 05/2020

Informe con EEFF no auditados al 30 de septiembre de 2019	Fecha de comité: 31 de enero de 2020
Periodicidad de actualización: Semestral	Sector Energético/Panamá

Equipo de Análisis

Rodrigo Ortega	Iolanda Montuori	(502) 6635-2166
rortega@ratingspcr.com	imontuori@ratingspcr.com	

HISTORIAL DE CALIFICACIONES	
Fecha de información	**sep-19**
Fecha de comité	31/01/2020
Bonos Corporativos Garantizados	$_{PA}$BBB
Bonos Subordinados No Acumulativos	$_{PA}$BB+
Perspectiva	Estable

Significado de la calificación

Emisiones. Categoría BBB: Los factores de protección al riesgo son razonables, suficientes para una inversión aceptable. Existe una variabilidad considerable en el riesgo durante los ciclos económicos, lo que pudiera provocar fluctuaciones en su Calificación

Emisiones. Categoría BB. Emisiones situadas por debajo del grado de inversión. Se estima que su flexibilidad financiera pudiera limitar su cumplimiento al vencimiento. La calidad de estas emisiones puede fluctuar con frecuencia, por lo que se consideran especulativas

Con el propósito de diferenciar las calificaciones domesticas de las internacionales, se ha agregado una (PA) a la calificación para indicar que se refiere sólo a emisores/emisiones de carácter domestico a efectuarse en el mercado panameño. Estas categorizaciones podrán ser complementadas si correspondiese, mediante los signos (+/-) mejorando o desmejorando respectivamente la clasificación alcanzada entre las categorías AA y B.

La información empleada en la presente clasificación proviene de fuentes oficiales; sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de la misma, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información. La clasificación otorgada o emitida por PCR constituyen una evaluación sobre el riesgo involucrado y una opinión sobre la calidad crediticia, y la misma no implica recomendación para comprar, vender o mantener un valor; ni una garantía de pago del mismo; ni estabilidad de su precio 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.

Racionalidad

La calificación se fundamenta en el apoyo de EMNADESA Holding que a su vez pertenece a Energía Natural, S.A. de la multinacional Tropical Energies Corp. La calificación también considera la eficiencia de la estructura operativa, así como la cobertura de los flujos proyectados y las garantías bajo fideicomiso pertenecientes a los Bonos Corporativos Garantizados. Sin embargo, se toman en cuenta los reducidos márgenes operativos que han presentado pérdidas históricas impactando negativamente la rentabilidad y solvencia de la generadora.

Perspectiva

Estable

Resumen Ejecutivo

La calificación de riesgo otorgada a Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. se basó en la evaluación de los siguientes aspectos:

- **Respaldo de EMNADESA Holding.** Hidroeléctrica Bajos de Totuma (HBDT) forma parte de EMNADESA Holding quien a su vez es propietaria de dos plantas hidroeléctricas Bugaba I y Bugaba II, de 4.9MWh y 5.7MWh, respectivamente. Al 30 de septiembre de 2019 se registra una capitalización por B/. 0.5 millones con el objetivo de respaldar la operación. Asimismo, EMNADESA Holding quien le brinda los contratos de suministro a HBDT, es parte del Grupo TROPIGAS con más de 60 años de experiencia en el mercado panameño.

- **Crecimiento de las operaciones.** A la fecha de análisis, la hidroeléctrica presentó una leve reducción en los ingresos por generación de energía totalizando en B/. 1.3 millones (-B/. 0.2 millones con respecto al año anterior) combinada con un alza del costo por energía al ubicarse en B/. 299.5 miles (B/. 15.5 miles en el año anterior) como resultado de la sequía en Panamá. El funcionamiento de la hidroeléctrica es por pasada, por lo que aprovecha la cinética del río con un caudal mínimo de 3mts^3 que depende de las lluvias, lo que provocó una falta de cumplimiento al contrato pactado obligando una compra de energía en el mercado spot con un precio promedio de US$ 72.5MWh. Con un margen bruto de 98.9% en septiembre de 2018, el alza de los costos de energía incurridos totaliza un margen bruto sobre ingresos en septiembre de 2019 de 77.1%, cayendo de 21.8 puntos básicos.

- **Alta eficiencia combinada con márgenes brutos reducidos.** Al formar parte del Grupo EMNADESA, HBDT aprovecha las sinergias, así como el know-how de la plana gerencial alta, reflejado en sus indicadores de eficiencia los cuales se ubican en 17% a septiembre de 2019 (+4.3% con respecto al año anterior). Sin embargo, la variabilidad en el margen bruto mencionado anteriormente resulta en indicadores de rentabilidad negativos a partir del inicio de sus operaciones en 2018. El ROE se presentó negativo en 278.4% y el ROA igualmente negativo de 3.8%, empeorando con relación al 2018 producto de la compra de energía en el mercado spot para cumplir con sus contratos de suministro. Como consecuencia de lo anterior y a pesar de la reducción en gastos de personal, el margen neto cierra en negativo 17% ante el margen neto negativo de 12.5% a septiembre de 2018.

- **Ajustada solvencia y adecuada liquidez.** A la fecha de análisis, HBDT presentó ajustados niveles de solvencia producto del déficit acumulado desde los inicios de sus operaciones, reflejando indicadores de solvencia patrimonial en 1.4% a pesar de la capitalización a en junio de 2019 por B/. 0.5 millones, comparando menores a los de septiembre de 2018 (2%). Asimismo, a raíz de la reestructuración de la deuda bancaria por medio de bonos corporativos, se presentó un indicador de endeudamiento de 72.3 veces (49.6 veces en septiembre de 2018), eliminando la porción de la deuda a corto plazo ante la reducción del patrimonio. Consecuentemente, la hidroeléctrica presentó holgados niveles de liquidez comparado al periodo anterior totalizando en 4 veces ante el 39.7% a 2018 compuesta principalmente de cuentas por cobrar y gastos pagados por adelantado.

- **Adecuada cobertura proyectada.** A septiembre de 2019 y, de acuerdo con las proyecciones realizadas por Hidroeléctrica Bajos de Totuma, se consideró el adecuado nivel de cobertura de servicio promedio sobre la deuda, el cual fue de 1.51veces. Esto denota que la Compañía cuenta con la cobertura suficiente para cubrir el pago de los intereses y de la amortización de la deuda de las series A y B emitidas a la fecha. Por su parte, el EBITDA proyectado cubre en promedio 1.68 veces los gastos financieros y la relación de la deuda neta frente al EBITDA se mantiene estable a partir del 2020 producto de la estructura del pago de capital de la emisión de bonos.

- **Garantías de la emisión de los Bonos Corporativos Garantizados.** La emisión de bonos por B/. 32 millones concede un máximo de Bonos Garantizados por B/. 16 millones, de los cuales, a la fecha de análisis, se han emitido B/. 15.5 millones. Las garantías de los bonos constan de los derechos sobre el contrato de hipoteca de las tres fincas en cuestión y los contratos de suministro de energía, además de derechos prendario sobre los bienes pignorados, además de la fianza solidaria por parte del Grupo EMNADESA y el resto de los bienes que produzcan los bienes fiduciarios.

Metodología utilizada

La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la metodología para Calificación de riesgos de instrumentos de deuda de corto, mediano y largo plazo, acciones preferentes y emisores con fecha 09 de diciembre de 2017 y la metodología de calificación de riesgo para empresas holding con fecha 09 de enero de 2019.

Información utilizada para la calificación

- **Información financiera:** Estados Financieros de EMNADESA Holding, S.A. auditados del 31 de diciembre de 2016 al 31 de diciembre de 2018 y no auditados del 30 de septiembre de 2017 al 30 de septiembre de 2018. Estados Financieros de Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. auditados del 31 de diciembre del 2015 al 31 de diciembre de 2018 y no auditados del 30 de septiembre de 2017 al 30 de septiembre de 2019.
- **Gobierno Corporativo:** Estructura accionaria, junta directiva y organigrama gerencial.
- **Mantenimiento y operaciones:** Manual de trabajos de mantenimiento y cronogramas de mantenimiento.
- Contratos de compraventa de energía y enmiendas.
- **Emisión:** Prospecto informativo de la emisión, Contrato de Fideicomiso, Resolución de la SMV, Avalúos correspondientes, Certificado de Fiduciario, proyecciones financieras 2016 – 2027 y cronograma de la deuda.

Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

Limitaciones encontradas:

- La información de EMNADESA Holding no está actualizada al 2019.

Limitaciones potenciales: (Riesgos Previsibles)

- La calificación se encuentra limitada por la renovación de los contratos con su matriz, que le permiten tener un margen suficiente para cubrir adecuadamente sus pagos.

- Asimismo, se limita igualmente la calificación al soporte del Grupo económico principal, Tropical Energies Corp.; en caso de no mantenerse algunas de éstas dos la calificación podría variar.

Contexto Económico

Para el primer semestre de 2019, la actividad económica en América Latina y el Caribe, según lo indicado por el Fondo Monetario Internacional, sigue avanzando lentamente. Para este 2019, se espera un crecimiento del PIB real de 0.6% (la tasa más baja desde 2016), y se espera un repunte en el mismo a 2.3% en 2020. Este decrecimiento en la aceleración de la región se debe, entre otras cosas, a las tensiones comerciales entre Estados Unidos y China que afectan a las exportaciones, así como al precio internacional de Materias Primas, las cuales son una importante parte de los ingresos para las economías de la región. Aunado a lo anterior, la incertidumbre política y económica en economías clave como lo son Argentina, Brasil y México también tuvieron efectos adversos. Asimismo, el factor meteorológico tuvo un impacto adverso en la actividad económica de la región, limitando la producción minera en Brasil y Paraguay. Se espera que las tensiones financieras globales continúen, causando condiciones financieras globales restrictivas.

Por su lado, Panamá sigue siendo uno de los países referentes de la región debido, sobre todo, a su dinamismo. Sin embargo, su recuperación económica, arrastrada de 2018, ha sido más lenta de lo esperado. Su crecimiento en PIB real al primer trimestre de 2019 fue de 3.1%, siendo menor al registrado en el mismo periodo del año anterior (2017: 4%). Esto como consecuencia de la desaceleración de sectores claves como Construcción y Servicios. Por lo tanto, el crecimiento de la actividad económica se ubica en 5%, esto después de haber sufrido una desmejora en un punto porcentual en la revisión semestral realizada por el FMI. A pesar de esto se espera que, durante el próximo año, Panamá recupere su potencial crecimiento de 5.5% anual y que mantenga una inflación controlada en 2%. Asimismo, según estadísticos preliminares, se espera que la recaudación fiscal en Panamá disminuya y que el gasto por parte del gobierno aumente, causando un déficit fiscal alto. Las autoridades estiman que, de no corregirse esta tendencia y de no tomar medidas correctivas respecto al gasto presupuestario, el déficit fiscal alcance hasta el 4% del PIB en 2019.

Según datos del Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), entre las actividades que tuvieron mejor desempeño el primer trimestre del año, están la Intermediación Financiera (+4.7%) y Transporte y Comunicaciones (+4.3%) impulsado por operaciones del canal; por el cual pasa el 6 % del comercio global. Cabe mencionar que los ingresos de este incrementaron (+6.3%) debido, principalmente, a un alza en los ingresos por peajes (+4.6%). También tuvieron buenas resultados sectores como el Suministro de Electricidad y Agua (+5.6%), Construcción (+4.5%) y servicios gubernamentales (+7.2 %). En contraparte, otros sectores como la pesca (-39.9%) y el comercio (+1.9%), no tuvieron resultados favorables. Esto último debido, principalmente, a la caída de la Zona Libre de Colón, que es la zona libre de impuestos más grande de la región.

Panamá cuenta con una calificación de riesgo soberano en BBB+ con perspectiva 'Estable' para Standard & Poors (S&P), obteniendo una mejora en su calificación (la segunda vez desde 2012), a raíz del consistente crecimiento económico durante los últimos años, por encima de los países pares; su adecuada diversificación económica, que ha contribuido a duplicar el PIB per Cápita; a la estabilidad en los cambios de administración y cumplimiento de sus responsabilidades y, a los esfuerzos de fortalecimiento de la transparencia y las regulaciones del sistema financiero.

Contexto Sector

En 1961, con la creación del Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), por parte el Estado, se monopoliza el mercado eléctrico panameño y son ellos quienes cubren la demanda del país, exceptuando la de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP). Fue hasta el año 1995 que se permitió nuevamente la participación parcial del sector privado en la generación eléctrica. En 1996 se creó el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ERSP), conocido actualmente como la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP). Para el año 1997, se logró la reestructuración y privatización del sector eléctrico, en ocho empresas, donde cuatro pertenecían a los agentes generadores, tres a los distribuidores y una de transmisión eléctrica. Poco a poco el Estado fue cediendo su control efectivo a través de la venta de sus acciones mayoritarias.

Al primer semestre de 2019, según el Informe de Datos Relevantes del Mercado Eléctrico Panameño, publicado por ASEP, la capacidad instalada del sector fue de 3,767.5 MW, siendo superior (+14.9%) a los 3,280.4 MW reportados en junio 2018. Donde las empresas con mayor capacidad instalada son AES Panamá con el 14.7% del total, CELSIA con 12.9%, AES Colón con 10.1% y ENEL con 8%. La capacidad instalada se concentra en hidráulicas, tanto de embalse (22%) como de pasada (26%), representando el 48% de toda la capacidad instalada; sin embargo, el uso de Bunker y Diesel sigue siendo el tipo de tecnología que mayor participación representa (30%) del total de la capacidad instalada del sector. En el sector también participan centrales de carbón, generadores solares, térmicos y eólicos. En lo que concierne a Ingresos facturados por Empresa de Distribución, estos mostraron un incremento interanual de 9.3% (+1.1 millones) respecto a junio 2018, a pesar de que las Ventas en KWh mostraron un decremento de 8% interanual, lo que muestra que hubo un leve aumento en precios por KWh durante el primer semestre del 2019. Complementando lo anterior, en lo que concierne a Ingresos Facturados por Empresa de Distribución, EDEMET obtuvo el 48% del total de Ingresos, ENSA el 42% y EDICHI el 10% (junio 2018: 44%, 45% y 11% correspondientemente).

Es importante tener en cuenta que el mercado eléctrico de Panamá está conformado por diferentes empresas que juegan distintos roles dentro del mismo. Estas empresas pueden ser productoras (generadoras de energía), transportistas y distribuidoras; en la categoría de generadoras de energía, entran las diferentes formas de generar

mencionadas anteriormente, entre las cuales se encuentran las hidroeléctricas, centrales de carbón, solares, térmicas, hidráulicas, etc. Según cifras publicadas en el Informe de Datos Relevantes del Mercado Eléctrico Panameño, publicado por ASEP, en el primer semestre del 2019 hubo un aumento de 0.05 % en la generación de energía, ascendiendo a 5,642.5 GWh en junio de 2019 (junio 2018: 5,639.66 GWh); donde el 39.2 % (2,211.9 GWh) fue generado por hidroeléctricas, 48.4 % (2,731 GWh) por centrales térmicas, el 9.6 % (541.7 GWh) por plantas eólicas y un 2.8 % (157.9 GWh) por generadoras fotovoltaicas. Cabe resaltar que, a junio 2018 el 66.4 % (3,745.9 GWh) del total de energía producida correspondía a hidroeléctricas, lo que refleja una fuerte disminución de 1,534 GWh (-41 %) en la generación de estas de forma interanual.

Análisis de la institución

Reseña

Hidroeléctrica Bajos Totuma, S. A. es una sociedad anónima legalmente constituida conforme a las leyes de la República de Panamá. La compañía posee una concesión para la construcción, mantenimiento y explotación de la central hidroeléctrica que se denomina Bajos del Totuma, aprovechando las aguas del Río Colorado, situado en el Corregimiento de Volcán, Distrito de Bugaba, Provincia de Chiriquí, para disponer de una potencia nominal instalada de 3.36 MW. Esta concesión es por cincuenta (50) años que termina en julio de 2060 y puede ser prorrogada por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud del concesionario al ente regulador, ASEP. Durante el período de construcción de la central hidroeléctrica se realizaron varias actualizaciones a la capacidad de generación, y mediante la Resolución AN No.6462 de 13 de agosto de 2013 (Adenda No.4) la capacidad de generación fue aumentada a 6.3MW.

Hasta el 7 de diciembre de 2016, la Compañía era una subsidiaria poseída en un 60% por Stern Hydro, Inc. y 40% por Cafetales, S. A., y en esa fecha Cafetales, S. A. adquirió el 100% de las acciones de la Compañía. El 8 de mayo de 2017, Cafetales, S. A. dona, cede y traspasa a título gratuito el 100% de las acciones emitidas, liberadas, pagadas y en circulación de la Compañía a la sociedad EMNADESA Holding. La última entidad controladora es Tropical Energies Corp., propietaria de Energía Natural, S.A. (ENESA) tenedora del 75% de las acciones de EMNADESA Holding.

Al 30 de septiembre de 2019, EMNADESA Holding, S.A. contó con 30 colaboradores de los cuales 10 de ellos se encontraban en el área administrativa, mientras que los restantes 20, colaboraron en las ubicaciones donde se encuentran establecidos los proyectos.

Gobierno Corporativo

Al 30 de septiembre de 2019, el capital en acciones está conformado por 500 acciones comunes autorizadas sin valor nominal todas pagadas, emitidas y en circulación por un calor de B/. 1.81 millones. A junio de 2019, mediante el Acta de la Junta Directiva, se aprobó una capitalización de parte de los accionistas por la suma de B/. 500,000, totalizando el capital en acciones en B/. 2,310,000. La composición accionaria está conformada por un solo accionista, EMNADESA Holding, que a su vez está conformada por dos accionistas (ENESA) Energía Natural, S.A. con el 75% de las acciones y Cafetales, S.A. con el 25%:

HIDROELÉCTRICA BAJOS DE TOTUMA, S.A.

Accionistas	Participación
Emnadesa Holding	100%

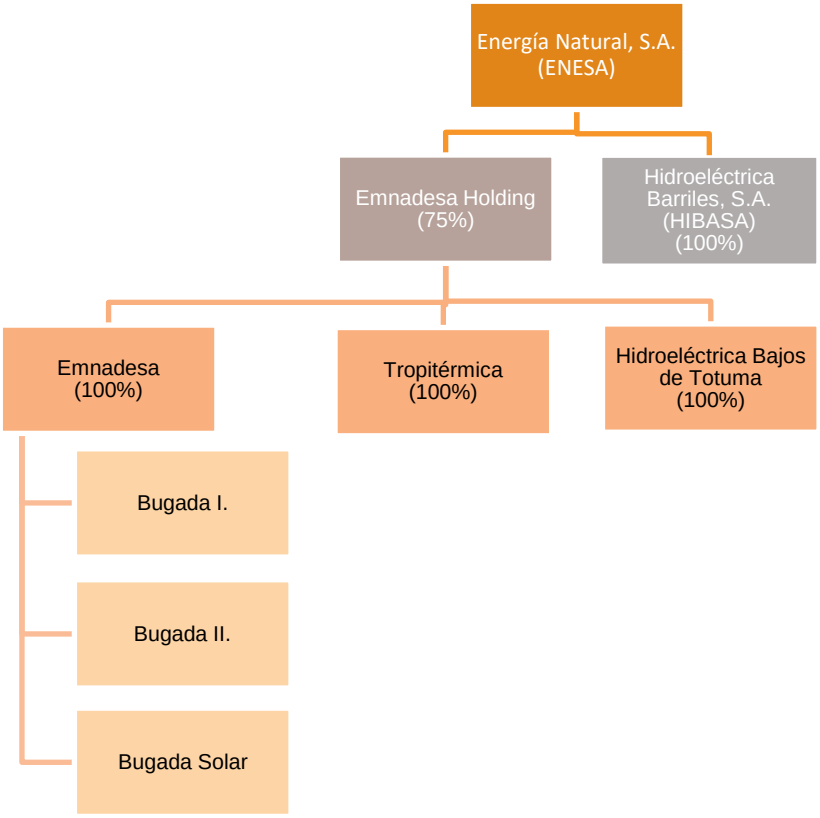
EMNADESA HOLDING

Accionistas	Participación
ENESA	75%
Cafetales	25%

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Hidroeléctrica Bajos de Totuma es una subsidiaria de EMNADESA Holding quien a su vez es propietaria de Tropitérmica, una planta térmica de respaldo, así como de EMNADESA, propietaria de dos plantas hidroeléctricas Bugada I y Bugada II, además de una planta de energía solar, Bugada Solar. Por su lado, EMNADESA Holding es, en un 75%, propiedad de Energía Natural, S.A. (ENESA) que, a su vez, tiene una participación accionaria del 66.02% de la empresa de distribución de gas Tropigas, propiedad de Tropical Energies Corporation.

ORGANIGRAMA DE LA ESTRUCTURA ACCIONARIA



Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Producto del análisis efectuado, PCR considera que el grupo Energía Natural, S.A. tiene un nivel de desempeño Óptimo[1] (GC2) respecto a sus prácticas de Gobierno Corporativo.

ENESA cuenta con accionistas comunes con los mismos derechos, quienes se rigen por el reglamento interno, el cual se encuentra ubicado en Acuerdo de Accionistas firmado el 14 de mayo de 2018. La comunicación con la Junta Directiva y todos los accionistas es llevada a cabo a través de la dirección financiera. Las convocatorias de las Juntas Generales de los accionistas se realizaron cumpliendo el plazo estipulado en el Estatuto, en las cuales se tiene permitido incorporar puntos a debatir por parte de los accionistas, a pesar de que no cuenta con un procedimiento formal. Los accionistas tienen autorizado delegar su voto para las Juntas, contando con un procedimiento formal que consiste el envío de un proxy a la persona en representación, aprobado mediante el Acuerdo de Accionistas celebrado el 14 de mayo de 2018. La última Junta General de los Accionistas fue celebrada el 11 de diciembre de 2019.

Energía Natural, S.A. cuenta con Reglamento del Directorio y este se encuentra establecido en el Acuerdo de Accionistas. Allí se establece que el director independiente debe ser una persona ajena a la administración o el accionariado, con más de 10 años de experiencia en la industria energética y con alto sentido moral. La Entidad realiza seguimiento y control de potenciales conflictos de interés al interior de la organización, mediante controles internos. La empresa no cuenta con herramientas para controlar los posibles riesgos que se presentan. La Entidad cuenta con un área de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría del Directorio. ENESA cuenta con una política de información, pero esta no ha sido aprobada formalmente. Finalmente, el grupo no difunde los avances realizados en temas de gobierno corporativo.

Junta Directiva	Plana Gerencial

[1] Categoría GC2, donde GC1 es la categoría máxima y GC6 es la mínima.

Nombre	Cargo
Lorenzo Romagosa Acrich	Presidente / Sub Secretario
Guillermo Romagosa Acrich	Vicepresidente
Guillermo de Roux García de Paredes	Secretario
Lorenzo Romagosa Lassen	Sub Secretario
Juan Manuel Urriola	Director Independiente

Nombre	Cargo
Guillermo de Roux	Director Ejecutivo y Representante Legal
Monique de Roux	Directora Financiera Administrativa y de Recursos Humanos
Héctor Domínguez	Jefe de Operación y Mantenimiento
Joel Quejada	Jefe de Contabilidad / Contralor
Abdiel de León	Ingeniero de Proyectos
Cibar Vásquez	Ingeniero de Gestión Técnica y Mantenimiento

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Responsabilidad Social Empresarial

PCR considera un nivel de desempeño Óptimo[2] para las prácticas de Responsabilidad Social Empresarial de Energía Natural, S.A.

El grupo ha identificado a sus grupos de interés como las comunidades (escuelas, universidades, residentes, ambientalistas, entre otros), colaboradores, a través del Programa de Capacitación bimensual; además, el Gobierno a través de la fiscalización que ejercen sus actores varios y las actividades de comunicación sobre sus proyectos de desarrollo sostenible. ENESA cuenta con una estrategia de sostenibilidad alineada a los objetivos corporativos a través de los pilares de la empresa – Ambiente, Educación, Salud y Deporte – y de la Fundación Trenco. La Empresa promueve la eficiencia energética mediante una política de gestión ambiental en desarrollo que considera la gestión de residuos y el cuidado de los recursos naturales, monitoreos de calidad de agua bajo las normativas legales vigentes y su recolección de residuos del Río Escárrea, así como el ahorro energético en las plantas de generación y su piloto de Plan de Gestión de Residuos Trenco. El grupo no garantiza que los proveedores contratados para el proceso de construcción, operación y/o mantenimiento de las centrales hidroeléctricas cumplan con criterios ambientales, no obstante, considera los efectos e impactos del cambio climático para definir la estrategia comercial a través del Plan de Restauración Ecológica sobre el Río Escárrea que busca recuperar la flora y fauna del área.

En cuanto al aspecto social, grupo sigue los lineamientos de la Caja de Seguro Social con respecto a las normativas de seguridad y salud ocupacional. Como parte de la política interna, ENESA no emplea mano de obra infantil, donde expresamente se prohíbe contratar personal menor de edad. Adicionalmente, el grupo tiene un Código de Ética actualizado a 2018 y realiza seis capacitaciones anuales sobre temas de ambiente, seguridad y salud ocupacional. De igual manera, la Compañía otorga, a sus colaboradores, los beneficios de ley y algunos beneficios adicionales. Se cuenta con un código de ética y conducta desde la formación de la empresa.

Operaciones y Estrategias

Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. es una planta de energía hidroeléctrica, catalogada como hidráulica de pasada, iniciando formalmente operaciones el 17 de octubre de 2018, que se enfoca en el mercado energético de la República de Panamá. Es una planta de energía renovable con una capacidad inicial de 5MW, adicionando por medio de una adenda 1.3MW totalizando una capacidad instalada de 6.3MW; ubicada en el corregimiento de Volcán, Distrito de Tierras Altas, provincia de Chiriquí; utilizando el Río Colorado como recurso hidrológico y una generación estimada de 33.28 GWh/año con un factor de planta promedio de 46.5% y una caída bruta de 253.32 mts.

CARACTERÍSTICAS DE LA OPERACIÓN	
Tipo	Central hidroeléctrica de pasada
Distrito	Bugaba
Provincia	Chiriquí
Recurso hidrológico	Río Coloradp
Generación estimada	33.28GWh/año
Potencia instalada	6.30MW
Diseño de caudal	3m3/s
Caída bruta	253.32 mts
Estado	Operativa
Turbina	Pelton
Costo estimado	US$ 22,453,295.53

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Análisis Financiero

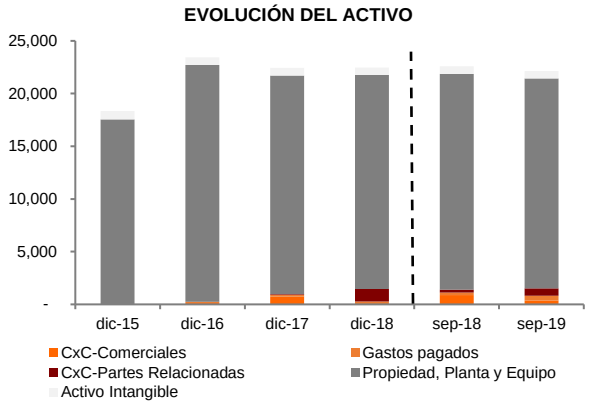
Activos

Al 30 de septiembre de 2019, los activos de Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. (HBDT) totalizaron B/. 22.5 millones, presentando una reducción interanual de B/. 0.3 millones (-1.4%) como consecuencia de la depreciación acumulada, desde el 2017 en B/. 1.4 millones en la propiedad, planta y equipo, al pasar de B/. 20.4 millones en septiembre de 2018 a B/. 19.9 millones al periodo de análisis (-B/. 0.5 millones). Lo anterior resulta a pesar del alza en B/. 0.2 millones de los

[2] Categoría RSE2, donde RSE1 es la categoría máxima y RSE6 es la mínima

activos corrientes producto de cuentas por cobrar a relacionadas (+B/. 0.4 millones) y de los gastos pagados por anticipado (+B/. 0.5 millones).

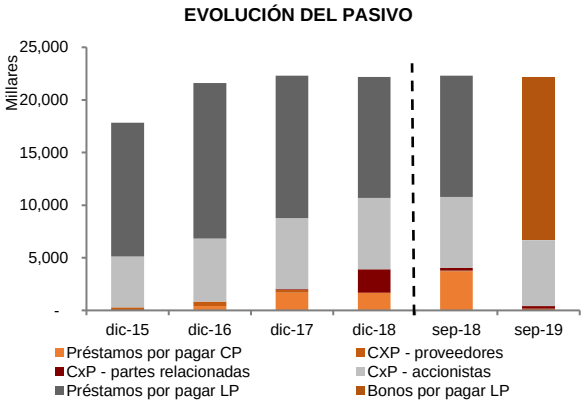
La composición de los activos obedece al giro de negocio como planta generadora de energía hidroeléctrica en donde el 88.7% de los activos los conforma propiedad, planta y equipo correspondiente a la planta, terreno, equipo de comunicación, maquinaria, mobiliario y equipo. Por su lado, los activos corrientes representan el 8.2% de los activos con un 3% de cuentas por cobrar a partes relacionadas, 2% de gastos pagados por adelantado, 1.7% de cuentas por cobrar comerciales y el restante se compone de efectivo (1.2%), fondo de fideicomiso (0.2%) y otros activos (0.1%). Por último, el activo intangible correspondiente a la adenda otorgada por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP) en mayo de 2013, con el objetivo de incrementar la capacidad de generación de 5MW a 6.3MW por un monto total de B/. 950,000 que refleja una amortización anual de B/. 14.2 miles, totalizando una amortización a activos intangibles total de B/. 258.1 miles.



Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Pasivos

Al tercer trimestre del 2019, los pasivos de HBDT presentaron una reducción de B/. 0.2 millones producto de la disminución de B/. 3.6 millones (-89.3%) de los pasivos corrientes, correspondientes a la reducción de B/. 3.7 millones en la porción corriente de los préstamos por pagar, a pesar del alza en las cuentas por pagar a proveedores (+B/. 72.8 miles) y por pagar a partes relacionadas (B/. 4.6 miles). Lo anterior es consecuencia de la reestructuración del préstamo con el Banco de Panamá, S.A. a través de la emisión de bonos, de los cuales B/. 15.5 millones registrados bajo los pasivos no corrientes se destinan al repago de dicha deuda. A su vez se refleja una reducción de B/. 11.5 millones de la porción no circulante del préstamo por pagar y una disminución de B/. 0.5 millones a cuentas por pagar a accionistas.



Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

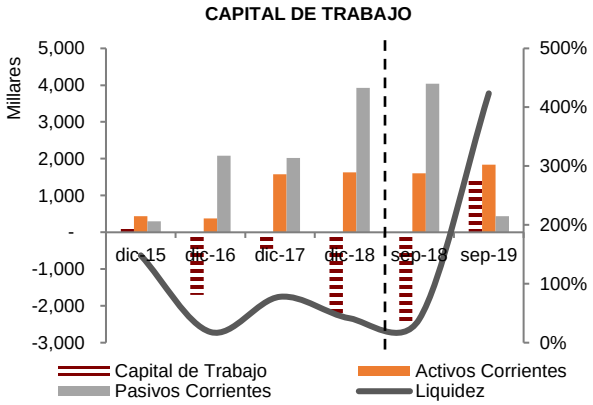
Liquidez y Flujo de Efectivo

A la fecha de análisis, los indicadores de liquidez[3] se ven incrementados por la reestructuración de la deuda, implicando el repago de la porción corriente del préstamo bancario, el cual representaba el 91.4% de los pasivos corrientes el periodo pasado, ante el alza de los activos corrientes a través de cuentas por pagar y gastos pagados adelantado. Asimismo, el indicador de liquidez presenta un alza al pasar de 39.7% en septiembre de 2018 a 423.5% en septiembre de 2019 mientras que la liquidez inmediata pasa de 22.4% totalizando 151.2%. Del mismo modo, el capital de trabajo se presenta positivo por la primera vez en un periodo de análisis de 4 años al situarse en B/. 1.4 millones ante la reestructuración del préstamo a través de la emisión de bonos en marzo de 2019 que arroja un repago de capital hasta marzo del 2026, ubicando el grueso de la primera emisión en la porción no corriente del fondeo.

HBDT (B/.)	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	sep-18	sep-19

[3] Activos corrientes/pasivos corrientes

Liquidez	148.4%	18.1%	78.0%	41.5%	39.7%	423.5%
Liquidez inmediata	147.2%	12.3%	43.1%	1.6%	22.4%	151.2%
Capital de Trabajo	143,223	- 1,701,512	- 445,484	- 2,299,490	- 2,433,945	1,404,597
Activos Corrientes	439,413	376,980	1,577,377	1,628,029	1,601,893	1,838,728
Pasivos Corrientes	296,190	2,078,492	2,022,861	3,927,519	4,035,838	434,131



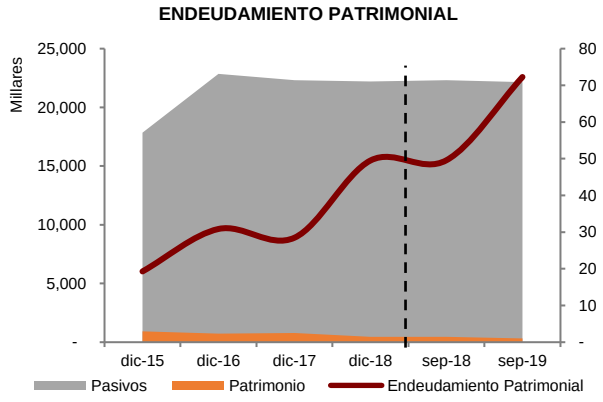
Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Patrimonio

El patrimonio de Hidroeléctrica Bajos de Totuma totalizó B/. 0.3 millones presentando una reducción interanual de B/. 143.5 miles a raíz del alza en el déficit acumulado por B/. 2 millones a pesar de la capitalización de B/. 0.5 millones reflejada por medio del alza en las acciones comunes al pasar de B/. 1.8 millones en septiembre de 2018 a B/. 2.3 millones a septiembre de 2019. Si bien el patrimonio representa únicamente el 1.4% de participación ante la suma de este y el pasivo, el déficit acumulado incrementó en B/. 0.6 millones a raíz de la compra de energía en el mercado spot combinado con la reducción de los ingresos por generación eléctrica. La capitalización anteriormente suscrita se aprobó en el mes de junio de 2019 mediante el Acta de la Junta Directiva por la suma de B/. 500,000, no obstante, el número de acciones comunes sigue totalizando en 500 pagadas, emitidas y en circulación.

Solvencia y Endeudamiento

A septiembre de 2019, la reestructuración de la deuda de Hidroeléctrica Bajos de Totuma pasa de ser un préstamo para el financiamiento de equipo y mejoras a la planta con una tasa de interés del 6.5% y costos financieros promedio de un millón de balboas, a una emisión de bonos en dos series A y B de montos iniciales en B/. 12 millones y B/. 3.5 millones, respectivamente. Por su lado, el endeudamiento[4] patrimonial se presentó en 72.3 veces en septiembre de 2019 reflejando un crecimiento interanual constante desde diciembre de 2017 derivado del déficit acumulado, reduciendo la proporción de patrimonio ante las variaciones positivas de las obligaciones bancarias del pasivo. Finalmente, el indicador de solvencia[5] desmejora al pasar de 2% en septiembre de 2018 a 1.4% en septiembre de 2019.



Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

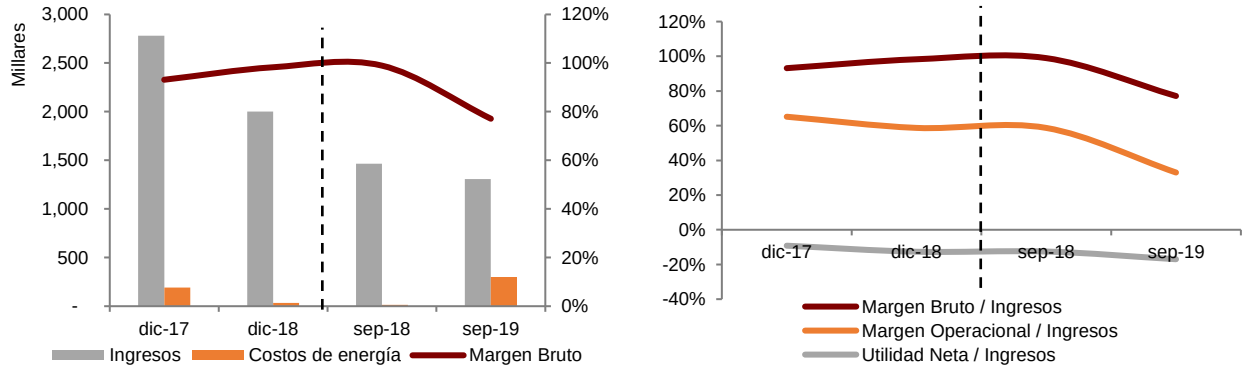
[4] Pasivos/Patrimonio
[5] Patrimonio/activos

Margen Bruto

A la fecha de análisis, los contratos de compraventa suplidos por Hidroeléctrica Bajos de Totuma se realizan con el respaldo de EMNADESA Holding, S.A. por un promedio proyectado a diez años de 26,000 MWh; además, del respaldo para los contratos PPA (Power Purchase Agreements) de potencia y, por último, un contrato PPA de energía relacionada por 8,007 MWh a 2019. Habiendo dicho esto, cabe resaltar la exposición a las condiciones climáticas del negocio hidroeléctrico con lluvias en 2019 por debajo del promedio histórico panameño. Como resultado los ingresos por generación de energía mostraron una reducción de B/. 155.4 miles (- 10.6%) entre septiembre 2018 y septiembre de 2019.

Por su lado, los costos de energía representan la compra de energía y potencia, mostrando un alza de 18 veces al pasar de B/. 15.6 miles en septiembre de 2018 a B/. 299.5 miles a septiembre de 2019 (+B/. 283.9 miles) a raíz de la sequía mostrada en el año acompañada de un alza del precio de la energía en el mercado spot con el objetivo de cumplir los contratos de suministro. Consecuentemente, el margen bruto pasó de 98.9% a 77.1%, interanualmente, reduciéndose en 30.4%.

MARGENES FINANCIEROS



Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Margen Operativo

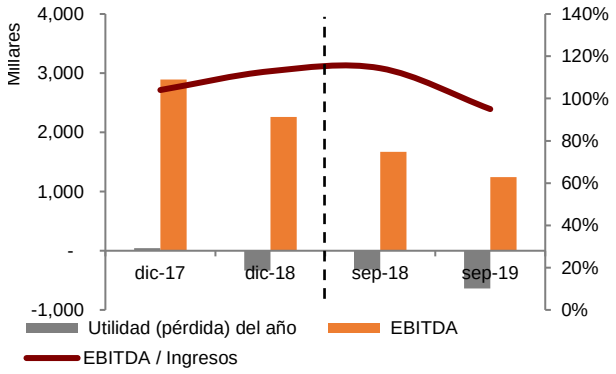
Asimismo, la reducción del margen neto impactó negativamente el margen en operaciones, a pesar de la reducción en los gastos de personal en B/. 10.3 miles (-5.7%) a raíz de menores salarios y honorarios profesionales producto de la estrategia de optimización, además de la disminución en las primas por antigüedad. El indicador del margen operacional sobre los ingresos pasó de 58.7% en septiembre de 2018 a 33% en setiembre de 2019; consiguientemente, la eficiencia medida a través de los gastos administrativos desmejoró en 4.5 puntos básicos. No obstante, la institución ha registrado indicadores de eficiencia históricamente bajos a raíz de la sinergia con el Grupo Económico, reduciendo los gastos de personal a aquellos derivados estrictamente de la planta de energía hidroeléctrica.

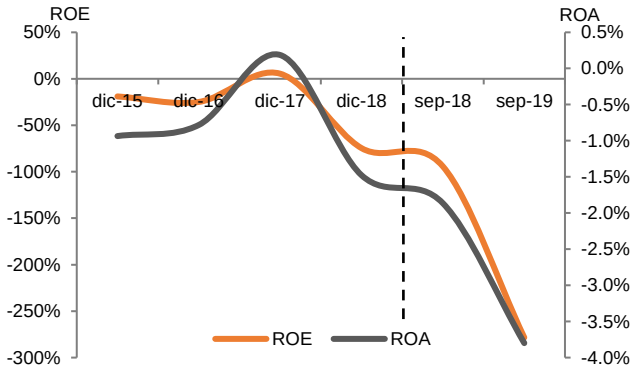
Finalmente, Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. registró costos financieros por B/. 0.8 millones (+10.7%) correspondientes al pago de los intereses de los bonos, representando el 63% de los ingresos operativos, aumentando con relación a periodos anteriores derivados de la reducción en los ingresos proporcionalmente mayor a la disminución en los costos financieros. Por su lado, los otros gastos se redujeron en B/. 186.3 miles (-42.4%) a raíz de una reducción en B/. 150 miles en honorarios profesionales, B/. 17 miles en impuestos generales y B/. 13 miles en transporte. Por último, los otros ingresos, compuestos por los intereses en cuentas de depósito presentaron un monto poco representativo de B/. 6.1 miles.

Margen neto

Por lo tanto, la utilidad neta de Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. presentó mayores pérdidas interanuales al pasar de B/. 318.4 miles en septiembre de 2018 a B/. 640.2 miles a septiembre de 2019 (-101.1%). El alza en las pérdidas del periodo fuer derivado de la reducción del margen bruto como consecuencia de menores ingresos por generación de energía ante el alza de los costos de energía incurridos durante el 2019. Asimismo, considerando las altas composiciones de depreciación y amortizaciones derivadas de la pesada estructura de la planta de energía se realiza el análisis del EBITDA y el EBITDA ante los ingresos. El impacto del margen bruto refleja una reducción en el EBITDA registrado a pesar de la leve reducción interanual en la depreciación resultando en un indicador de EBITDA/Ingresos menor en 19.3 puntos básicos demostrando la reducción real de los flujos de la hidroeléctrica.

UTILIDAD NETA Y EBITDA **INDICADORES DE RENTABILIDAD**





Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Rentabilidad

A raíz del alza en las pérdidas mencionadas anteriormente, los indicadores de rentabilidad de HBDT mostraron una desmejora interanual al presentar un ROA en negativo 3.8% y un ROE negativo de 278.4% (a septiembre de 2018: ROA, -1.9% y ROE, -94.3%). Los indicadores de rentabilidad sobre patrimonio han tenido un comportamiento histórico negativo iniciando en 2018 a partir de las pérdidas generadas por el peso de los costos financieros dentro una estructura de ingresos por contratos escaza.

El rendimiento de las hidroeléctricas a nivel nacional se ha visto influenciado por los inviernos secos presentados en los años 2017 y 2019. Las menores lluvias en los últimos años han provocado la reducción de los márgenes de rentabilidad, causando efectos negativos en todas las hidroeléctricas del país. La baja generación de las hidroeléctricas ha ocasionado que la demanda de energía sea satisfecha por otro tipo de generación (carbón, solar, eólica), ocasionando mayores costos para las hidroeléctricas por incrementos en los precios de compra en el mercado de oportunidad.

Características del Instrumento

PRINCIPALES TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISÍÓN

Características	Detalle
Emisor:	Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A.
Instrumento:	Bonos Corporativos Garantizados y Bonos Subordinados No Acumulativos
Moneda:	Dólares de Estados Unidos de América (US$)
Monto de la Oferta:	Programa de Bonos no podrá exceder los US$ 32,000,000.00 y los Bonos Corporativos Garantizados tendrán un máximo de US$ 16,000,000.00.
Series y denominaciones:	Los Bonos serán emitidos en forma desmaterializada, registrada y sin cupones, y representados por medio de anotaciones en cuenta. Emitidos en denominaciones de Mil Dólares (US$ 1,000.00) y sus múltiplos. Los inversionistas tendrán derecho a solicitar la materialización de su inversión mediante la emisión física de uno o más Bonos.
Precio inicial de oferta:	Los Bonos serán ofrecidos inicialmente a un precio a la par de su valor nominal, pero podrán ser objeto a deducciones o descuentos, así como de prima o sobreprecio, según lo determine el Emisor.
Fecha de oferta inicial:	30 de agosto de 2018
Fecha de vencimiento:	**Bonos Garantizados:** podrán ser emitidos con plazos de pago de capital de dos (2) a diez (10) años, contados a partir de la fecha de emisión de cada serie. **Bonos Subordinados:** El plazo de las obligaciones derivadas de los Bonos Subordinados No Acumulativos será de hasta cincuenta (50) años a partir de la fecha de emisión de cada serie correspondiente.
Pago de capital:	**Bonos Garantizados:** El saldo insoluto a capital de cada Bono se pagará mediante (i) un solo pago a capital en su respectiva fecha de vencimiento; o (ii) mediante amortizaciones a capital en cuyo caso el emisor tendrá derecho a establecer un periodo de gracia para una o más series que no podrá ser mayor a veinticuatro (24) meses contados a partir de sus respectivas fechas de emisión. **Bonos Subordinados**: El capital de los Bonos Subordinados No Acumulativos se pagará en la respectiva fecha de vencimiento de cada serie.
Tasa de interés:	Las tasas de interés de cada una de las Series serán comunicadas al público inversionista mediante suplemento al Prospecto Informativo a más tardar dos (2) días hábiles antes de la fecha de oferta de cada Serie y podrá ser fija o variable. La tasa variable será la que resulte de sumar un margen, a ser establecido exclusivamente por el emisor, a la tasa LIBOR.
Periodicidad pago de intereses:	Los intereses de los bonos serán pagados de forma trimestral, los días 31 de marzo y diciembre, y los días 30 de junio y septiembre de cada año. Los Bonos Subordinados No Acumulativos no devengarán intereses durante el periodo de suspensión de intereses cuando así lo establezca el emisor.
Redención anticipada:	**Bonos Garantizados:** Los Bonos Garantizados de cualquier serie podrán ser redimidos total o parcialmente, a opción del emisor, una vez transcurran dos años contados a partir de la fecha de emisión de la respectiva serie. Las redenciones parciales y totales se harán por el saldo a capital más los intereses devengados hasta la fecha, sin incurrir en penalidad por redención anticipada. **Bonos Subordinados:** Los Bonos Subordinados No Acumulativos de cualquier serie podrán ser redimidos por el Emisor, de forma parcial o total, a partir de su respectiva fecha de emisión. Las redenciones parciales o totales se harán por el saldo de capital más los intereses devengados, no habrá penalidad por redención anticipada. Las redenciones parciales se harán pro rata entre los Bonos Subordinados No Acumulativos emitidos y en circulación de la serie de que se trate. No se podrán realizar redenciones anticipadas de Bonos Subordinados No acumulativos mientras existan Bonos Garantizados emitidos y en circulación.
Suspensión de pago de intereses:	El emisor tendrá derecho a suspender el pago de intereses de los Bonos Subordinados No Acumulativos, uno más periodos de interés, si el emisor determina que está en incumplimiento o que dicho pago de interés lo hará incumplir con el pago de las restricciones financieras de los Bonos Garantizados. Estos no generarán ni acumularan intereses durante el periodo de suspensión ni constituirá en evento de incumplimiento, tampoco podrá hacerse para periodos de interés en curso; se tendrá que hacer con un aviso previo a la Superintendencia de Mercado de Valores de Panamá y los tenedores con no menos de quince días calendarios de anticipación a la fecha de periodo de interés subsiguiente.
Garantías:	**Bonos Garantizados:** estarán garantizadas por la fianza solidaria otorgada por EMNADESA Holding, S.A. y por un Fideicomiso de Garantía administrado por Banistmo Investment Corporation, S.A. a título fiduciario. **Bonos Subordinados:** No cuentan con garantía alguna, sea real o personal.
Uso de los fondos:	Los fondos netos producto de la venta de Bonos US$ 15,200,000 serán utilizados por el emisor para cancelar el préstamo con Banco de Panamá, S.A., el cual causa una tasa de 6.5% El remanente de los fondos netos, es decir US$ 16,525,525, podrán ser utilizados por el emisor para cualesquiera de los siguientes fines: capital de trabajo, inversión en propiedad, maquinaria, mobiliario y/o equipo, y/o reestructurar deudas y/o compromisos financieros
Fuente de pago:	**Bonos Garantizados:** El repago del capital e intereses de los Bonos Garantizados provendrá de los flujos de dinero depositados en las cuentas del fideicomiso producto de los ingresos generados por el contrato de Reserva de Energía Contratada con Empresa Nacional de Energía, S.A. (EMNADESA) y por los contratos de suministro de energía, venta de energía y venta de potencia en el mercado de contratos y en el mercado ocasional celebrados y a ser celebrados en el futuro por el emisor. **Bonos Subordinados:** El repago de capital e intereses de los Bonos subordinados No Acumulativos provendrá de los recursos financieros generales del Emisor.
Agente Estructurador y Asesor Financiero:	Insignia Financial Advisors, Corp.
Agente de Pago y Registro:	Banistmo, S.A.
Casa de Valores y Puesto de Bolsa:	Valores Banistmo, S.A.
Fiduciario:	Banistmo Investment Corporation, S.A.
Custodio:	Central Latinoamericana de Valores, S.A.

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Garantías de la emisión de Bonos Garantizados

- **Contribución inicial**, la suma de diez mil dólares de los Estados Unidos de América (US$ 10,000.00), depositada al fiduciario conforme al monto mínimo requerido por el Banco depositario, en las diferentes cuentas fiduciarias.
- **Flujos de la emisión de Bonos Garantizados y de los Bonos Subordinados No Acumulativos**, los cuales se utilizarán conforme al Prospecto de emisión o al suplemento del Prospecto que presente el Emisor conforme a la Clausula 5.01 del Contrato de Fideicomiso de Garantía.
- **Cuentas Fiduciarias**, y cualesquiera otras cuentas bancarias o de inversión que de tiempo en tiempo establezca el Fiduciario.
- **Cesión incondicional de los derechos cedibles**, así como los derechos cedidos. La relación con la Central Hidroeléctrica, todas las ganancias, contratos, ingresos y derechos económicos del Fideicomitente, incluyendo y sin limitación:
    - Contratos de Compraventa de energía y/o potencia existentes y futuros.
    - Transacciones realizadas por el Fideicomitente en el Mercado Ocasional.
    - Pagos e indemnizaciones de bonos, fianzas de cumplimiento, pólizas de seguros, cartas de crédito "stand-by" y cualesquiera otras garantías existentes o futuras.
    - Indemnizaciones existentes y futuras a favor del Fideicomitente relacionados con la Central Hidroeléctrica.
- **Contratos Cedibles**:
    - Contrato de reserva con vencimiento 31 de diciembre de 2018.
    - Contrato de Suministro N°DME-031-16 con vencimiento 31 de diciembre de 2019.
    - Contrato de Suministro N°68-16 con vencimiento 31 de diciembre de 2019.
    - Contrato de Suministro N°30-16 con vencimiento 31 de diciembre de 2019.
    - Contrato de Suministro N°22-16 con vencimiento 31 de diciembre de 2019.
    - Contrato de Suministro N°DME-018-16 con vencimiento 31 de diciembre de 2019.
    - Contrato de Acceso N°20-14 vigente durante la vigencia de la Concesión de Generación Eléctrica.
    - Contrato de Usuario Indirecto N°GG-058-2016 con vencimiento 15 de abril de 2031.
- **Derechos prendarios sobre Bienes Pignorados**, los Bienes Pignorados incluyen las Acciones Pignoradas y se refiere a las 500 acciones sin valor nominal representada por el certificado de acciones N°9, emitido a favor de Emnadesa Holding, S.A. y fechado al 18 de mayo de 2018.
- **Derechos dimanantes del Contrato de Hipoteca de Bienes Inmuebles**, todos los bienes existentes y futuros del Fideicomitente que constituyan bienes inmuebles, y todas las mejoras y enseres fijos de los mismos que sean destinados para el desarrollo y operación de la Central Hidroeléctrica:
    - Concesión Hidroeléctrica inscrita a la Finca N°453496.
    - Finca N°430258.
    - Finca N°441619.
    - Finca N°461374.
    - Servidumbre a favor de la Finca N°453496.
- **Fianza Solidaria**, La fianza solidaria otorgada por el fiador a favor del fiduciario. Se presumirá como saldo correcto y verdadero de las Obligaciones Garantizadas el saldo que tenga el Agente de Pago y Registro en sus respectivos libros y, en consecuencia, la certificación que expida el Agente de Pago y Registro.
- **Dineros, bienes y derechos que produzcan los Bienes Fiduciarios.**
- **Cualesquiera otros dineros, bienes o derechos que de tiempo en tiempo se traspasen al fiduciario.**

Redención Anticipada

Bonos Garantizados: Los Bonos Garantizados de cualquier serie podrán ser redimidos total o parcialmente, a opción del emisor, una vez transcurran dos años contados a partir de la fecha de emisión de la respectiva serie. Las redenciones parciales y totales se harán por el saldo a capital más los intereses devengados hasta la fecha, sin incurrir en penalidad por redención anticipada.

Bonos Subordinados: Los Bonos Subordinados No Acumulativos de cualquier serie podrán ser redimidos por el Emisor, de forma parcial o total, a partir de su respectiva fecha de emisión. Las redenciones parciales o totales se harán por el saldo de capital más los intereses devengados, no habrá penalidad por redención anticipada. Las redenciones parciales se harán pro rata entre los Bonos Subordinados No Acumulativos emitidos y en circulación de la serie de que se trate.

No se podrán realizar redenciones anticipadas de Bonos Subordinados No acumulativos mientras existan Bonos Garantizados emitidos y en circulación.

Proyecciones Financieras

Hidroeléctrica Bajos de Totuma realizó proyecciones financieras para un periodo de 10 años a partir del 2017, asimismo, el flujo de caja a continuación proyecta ingresos derivados de los contratos de su compañía relacionada EMNADESA en donde se proyecta suplir una demanda promedio de 26,499 MWh anuales durante dicho periodo. De esta demanda, el 98% proviene de los contratos de respaldo con EMNADESA y, el restante, de energía relacionada a PPA y potencia. Los ingresos promedio de HBDT se proyectan en US$ 2.4 millones anuales, tomando en cuenta precios estables proyectados en US$ 77.5/MWh, oscilando entre US$ 1.8 millones y US$ 2.5 millones anuales.

Por otro lado, se proyectó cierta estabilidad en los costos y gastos, los cuales constan en su mayoría de salarios y beneficios, otros gastos administrativos y los seguros directamente relacionados a la planta hidroeléctrica. Los gastos financieros continuaron representando los gastos más significativos, reflejando un promedio del 43% sobre los ingresos

de HBDT. A partir del año 2019, el flujo de caja presenta saldos positivos provenientes de ingresos por venta de energía (95.7%), mientras el restante se deriva de ingresos por intereses y cuentas cobradas. Por el mismo lado, se proyecta una utilidad neta promedio de US$ 152.5 miles sujeta a las variaciones del precio del mercado spot de energía. Las medidas aplicadas en ingresos son producto de una proyección estable del precio de energía spot, mientras que, del lado de los costos y gastos, se aprovechan las sinergias con el Grupo económico por lo que las variaciones son directamente causales de los salarios y otros gastos administrativos.

FLUJO DE CAJA (A SEPTIEMBRE 2019)

Flujo de Caja HBDT (B/.)	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p
Ingresos						
Venta de Potencia contratada	174,600	238,620	238,620	238,620	238,620	238,620
Venta de energía contratada PPA	744,651	-	-	-	-	-
Venta Contrato de Respaldo con EMNADESA	-	448,844	453,332	457,866	462,444	467,069
Venta Contrato de Respaldo con EMNADESA # 2	864,345	1,785,328	1,785,328	1,785,328	1,785,328	1,785,328
Ingresos por Intereses	12,162	23,047	30,938	38,870	46,852	54,865
Ingresos Operativos, Netos	**1,795,758**	**2,495,839**	**2,508,219**	**2,520,684**	**2,533,244**	**2,545,881**
Costos y Gastos						
Compra de Energía						
Gastos Corporativos						
Operación y mantenimiento regular	73,322	74,055	74,796	75,544	76,299	77,062
Salarios y Beneficios	210,947	215,166	219,470	223,859	228,336	232,903
Otros gastos administrativos	120,653	123,066	125,527	128,038	130,599	133,211
Impuestos	44,488	44,488	44,488	44,488	44,488	44,488
Seguros	101,729	101,729	101,729	101,729	101,729	101,729
Total de Gastos	**551,140**	**558,505**	**566,010**	**573,658**	**581,451**	**589,393**
EBITDA	**1,244,619**	**1,937,334**	**1,942,208**	**1,947,026**	**1,951,793**	**1,956,488**
Impuestos	**-**	**(49,143)**	**(49,874)**	**(50,597)**	**(51,312)**	**(52,016)**
Variaciones en Activos	**(270,110)**	**267,505**	**(36,926)**	**(36,959)**	**(35,579)**	**(36,999)**
Cuentas por cobrar, neto	(310,529)	281,656	(347)	(351)	1,060	(330)
Fondo de fideicomiso	(52,134)	22,400	-	-	-	-
Gastos pagados por adelantado	127,630	(1,473)	(1,501)	(1,530)	(1,559)	(1,588)
Adelanto a proveedores	-	-	-	-	-	-
Otros activos	(77)	(77)	(78)	(79)	(80)	(81)
CAPEX	(35,000)	(35,000)	(35,000)	(35,000)	(35,000)	(35,000)
Variaciones en Pasivos	**63,890**	**234**	**1,256**	**1,235**	**785**	**1,269**
Cuentas por pagar - proveedores	56,743	1,023	1,043	1,062	1,082	1,103
Gastos acumulados por pagar	7,063	(833)	127	128	(387)	121
Prima de antigüedad	85	43	87	44	90	46
Flujo del Período (Operativo)	**1,038,399**	**2,155,929**	**1,856,664**	**1,860,704**	**1,865,687**	**1,868,741**
Flujo Financiero	**-784,708**	**-1,067,500**	**-1,067,500**	**-1,067,500**	**-1,067,500**	**-1,067,500**
Gasto en Intereses	(1,084,708)	(1,067,500)	(1,067,500)	(1,067,500)	(1,067,500)	(1,067,500)
Variación en la Deuda	300,000	-	-	-	-	-
Flujo Financiero del Periodo	**253,691**	**1,088,429**	**789,164**	**793,204**	**798,187**	**801,241**
Saldo inicial de Caja	34,176	1,216,241	2,304,670	3,093,834	3,887,038	4,685,226
Capitalización de Accionistas	**928,374**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Dividendos por pagar						
Saldo Final de Caja	**1,216,241**	**2,304,670**	**3,093,834**	**3,887,038**	**4,685,226**	**5,486,467**

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

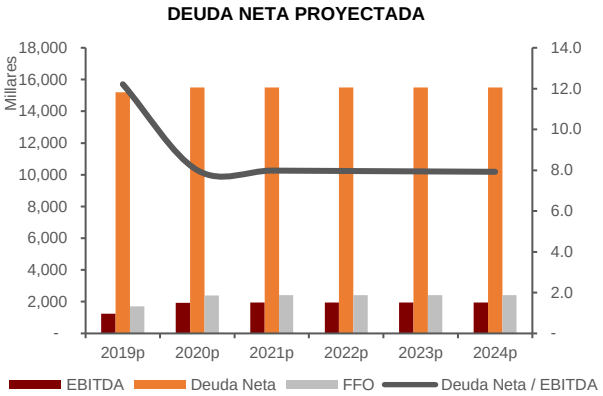
En la evaluación del EBITDA sobre los gastos financieros, se presenta una cobertura promedio proyectada de 1.68 veces, con un mínimo de cobertura de 1.15 veces en el año 2019. Por su parte, la cobertura de servicio sobre la deuda promedio es de 1.51 veces, en donde el mínimo de cobertura es de 0.9 veces en 2019 y el máximo se presenta a partir del año 2023 con 1.83 veces; como consecuencia del incremento en los ingresos. Las proyecciones consideran una cobertura del servicio de la deuda adecuado a lo largo de las proyecciones con la condicionante del alza de los ingresos. El análisis de la cobertura sobre la deuda neta toma en cuenta el repago de la estructura de la emisión actual hasta su vencimiento, por lo que la cobertura promedio sobre la deuda neta se mantiene en 1.6 veces por parte del EBITDA.

INDICADORES DE COBERTURA

(En miles B/.)	2019p	2020p	2021p	2022p	2023p	2024p	Promedio
EBITDA	1,244,619	1,937,334	1,942,208	1,947,026	1,951,793	1,956,488	1,616,342
Amortización Capital	300,000	-	-	-	-	-	233,150
Gastos por Intereses	1,084,708	1,067,500	1,067,500	1,067,500	1,067,500	1,067,500	967,957
Deuda Neta	15,200,000	15,500,000	15,500,000	15,500,000	15,500,000	15,500,000	15,191,850
EBITDA / Gastos Financieros	1.15	1.81	1.82	1.82	1.83	1.83	1.68
Cobertura de Servicio sobre la Deuda	0.90	1.81	1.82	1.82	1.83	1.83	1.51
Deuda Neta / EBITDA	12.2	8.0	8.0	8.0	7.9	7.9	1.6

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Como se puede observar a continuación, la relación de la deuda neta frente al EBITDA se proyecta estable, esto como consecuencia de una estabilidad en el EBITDA y el saldo de la deuda por su estructura *bullet*.



Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

Nota sobre información empleada para el análisis

La información empleada en la presente calificación proviene de fuentes oficiales, sin embargo, no garantizamos la confiabilidad e integridad de esta, por lo que no nos hacemos responsables por algún error u omisión por el uso de dicha información.

Anexos

BALANCE GENERAL

Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. (B/.)	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	sep-18	sep-19
ACTIVOS	**18,763,603**	**23,591,029**	**23,090,746**	**22,662,942**	**22,771,777**	**22,464,962**
Activo Corriente	439,413	376,980	1,577,377	1,628,029	1,601,893	1,838,728
Efectivo	81,748	14,878	153,955	34,176	29,622	278,373
Cuentas por cobrar - comerciales y otras	-	121,863	718,656	29,250	875,651	378,162
Fondo de fideicomiso para uso específico	-	-	449,104	135,268	152,150	35,170
Gastos pagados por adelantado	2,568	113,403	204,632	237,858	239,361	455,121
Adelanto a proveedores	354,188	119,952	-	-	-	-
Cuentas por cobrar - partes relacionadas	-	-	46,146	1,183,809	298,234	672,525
Otros activos	909	6,884	4,884	7,668	6,875	19,377
Activo No Corriente	18,324,190	23,214,049	21,513,369	21,034,913	21,169,884	20,626,234
Propiedad, planta y equipo, neto	17,561,023	22,469,882	20,729,285	20,325,748	20,456,687	19,934,318
Activo intangible, neto	763,167	744,167	725,167	706,167	710,918	691,916
Fondo de fideicomiso para uso específico	-	-	58,917	2,998	2,279	-
PASIVOS	**17,838,763**	**22,850,564**	**22,307,311**	**22,214,336**	**22,321,647**	**22,158,362**
Pasivos Corrientes	296,190	2,078,492	2,022,861	3,927,519	4,035,838	434,131
Préstamos por pagar - porción circulante	-	422,225	1,688,900	1,688,900	3,688,900	-
Cuentas por pagar - proveedores	296,190	414,716	262,104	13,302	100,479	173,316
Cuentas por pagar - partes relacionadas	-	-	61,805	2,210,332	233,871	238,428
Gastos acumulados por pagar	-	-	10,052	14,985	12,588	22,387
Retenciones a contratistas	-	1,241,551	-	-	-	-
Pasivos No Corrientes	17,542,573	20,772,072	20,284,450	18,286,817	18,285,809	21,724,231
Cuentas por pagar - accionistas	4,840,372	5,994,297	6,771,492	6,771,492	6,771,492	6,271,492
Préstamos por pagar - porción no circulante	12,702,201	14,777,775	13,511,100	11,511,100	11,511,100	-
Bonos por pagar - porción no circulante	-	-	-	-	-	15,450,000
Prima de antigüedad	-	-	1,858	4,225	3,217	2,739
PATRIMONIO	**924,840**	**740,465**	**783,435**	**448,606**	**450,130**	**306,600**
Acciones comunes	1,810,000	1,810,000	1,810,000	1,810,000	1,810,000	2,310,000
Déficit acumulado	- 885,160	- 1,069,535	- 1,026,565	- 1,361,394	- 1,359,870	- 2,001,610
Impuesto complementario	-	-	-	-	-	- 1,790
PASIVOS Y PATRIMONIO	**18,763,603**	**23,591,029**	**23,090,746**	**22,662,942**	**22,771,777**	**22,464,962**

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

ESTADO DE RESULTADOS

Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. (B/.)	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	sep-18	sep-19
Ingresos	**-**	**-**	**2,782,512**	**2,002,118**	**1,463,381**	**1,307,946**
Ingresos por generación eléctrica	-	-	2,782,512	2,002,118	1,463,381	1,307,946
Costos de energía	**-**	**-**	**190,870**	**34,625**	**15,587**	**299,518**
Utilidad Bruta	**-**	**-**	**2,591,642**	**1,967,493**	**1,447,794**	**1,008,428**
Gastos de personal	**156,289**	**161,587**	**237,697**	**249,052**	**181,637**	**171,297**
Depreciación	234	3,788	521,916	523,819	392,879	391,344
Amortización de activos intangibles	19,000	19,000	19,000	19,000	14,250	14,250
Utilidad Operativa	**- 175,523**	**- 184,375**	**1,813,029**	**1,175,622**	**859,028**	**431,537**
Otros gastos e ingresos, neto	-	-	*- 1,770,059*	*- 1,510,451*	*- 1,177,471*	*- 1,071,753*
Costos financieros, neto	-	-	1,001,745	989,027	744,417	824,357
Intereses ganados	-	-	2,585	9,075	6,764	6,103
Otros gastos	-	-	770,899	530,499	439,818	253,499
Pérdida antes del impuesto sobre la renta	**- 175,523**	**- 184,375**	**42,970**	**- 334,829**	**- 318,443**	**- 640,216**
Impuesto sobre la renta	-	-	-	-	-	-
Utilidad (pérdida) del año	**- 175,523**	**- 184,375**	**42,970**	**- 334,829**	**- 318,443**	**- 640,216**
EBITDA	- 137,055	- 138,799	2,894,861	2,261,260	1,673,286	1,242,725

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR

INDICADORES FINANCIEROS

Hidroeléctrica Bajos de Totuma, S.A. (B/.)	dic-15	dic-16	dic-17	dic-18	sep-18	sep-19
Cobertura y Solvencia						
Solvencia (Patrimonio / Activos)	4.9%	3.1%	3.4%	2.0%	2.0%	1.4%
Endeudamiento Patrimonial	19.29	30.86	28.47	49.52	49.59	72.27
EBITDA/ Deuda bancaria	-1.1%	-0.9%	19.0%	17.1%	11.0%	8.0%
EBITDA / Costos financieros			289.0%	228.6%	224.8%	150.8%
Rentabilidad						
ROA	-0.9%	-0.8%	0.2%	-1.5%	-1.9%	-3.8%
ROE	-19.0%	-24.9%	5.5%	-74.6%	-94.3%	-278.4%
EBITDA / Ingresos			104.0%	112.9%	114.3%	95.0%
Margen Bruto / Ingresos			93.1%	98.3%	98.9%	77.1%
Margen Operacional / Ingresos			65.2%	58.7%	58.7%	33.0%
Utilidad Neta / Ingresos			-9.2%	-12.7%	-12.5%	-17.0%
Eficiencia						
Eficiencia (gastos administrativos y de proyecto / margen bruto)			9.2%	12.7%	12.5%	17.0%
Costos Financieros / Ingresos			36.0%	49.4%	50.9%	63.0%
Costos Financieros / Margen Operativo			55.3%	84.1%	86.7%	191.0%
Liquidez Financiera						
Liquidez	148.4%	18.1%	78.0%	41.5%	39.7%	423.5%
Liquidez inmediata	147.2%	12.3%	43.1%	1.6%	22.4%	151.2%
Capital de Trabajo	143,223	- 1,701,512	- 445,484	- 2,299,490	- 2,433,945	1,404,597

Fuente: HBDT/**Elaboración**: PCR