

Consortio Transmantaro S.A. (CTM)

Informe Trimestral

Clasificación

Tipo de instrumento	Clasificación actual	Clasificación anterior	Fecha cambio
Instrumentos de Corto Plazo	CP-1+(pe)	CP-1+(pe)	NM

Con información financiera no auditada a marzo 2020 y auditada a diciembre 2019. Clasificación otorgada en Comité de fecha 02/07/2020 y 28/11/2019.

NM – No modificado anteriormente

Indicadores Financieros

(Cifras en miles de US\$)	12M Mar20*	Dic-19	Dic-18
Ingresos	222,021	204,102	189,164
EBITDA	191,661	181,556	169,573
Flujo de Caja Operativo (CFO)	128,318	118,678	95,468
Deuda Total	845,402	845,164	821,782
Caja y valores	43,716	34,743	24,390
Deuda Financiera / EBITDA	4.41	4.66	4.85
Deuda Financiera Neta / EBITDA	4.18	4.46	4.70
EBITDA / Gastos Financieros	3.89	3.72	4.17

Fuente: CTM

Metodologías Aplicadas:

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (enero 2017).

Analistas

Sandra Guedes P.
(511) 444 5588
Sandra.guedes@aai.com.pe

Julio Loc L.
(511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

Fundamentos

La clasificación asignada se fundamenta en la estabilidad de los ingresos de la Empresa y su adecuado nivel de capitalización. La mayor parte de los ingresos de CTM se derivan de sus contratos de concesión con el Estado peruano, de manera que son altamente predecibles y no están expuestos a riesgos de precios ni demanda.

La Empresa logró disminuir los niveles de apalancamiento, de 6.15x en diciembre 2017, a 4.41x a marzo 2020, debido a la entrada en operación de las concesiones en los últimos años. Si bien se espera que el financiamiento de nuevos proyectos incremente el nivel de deuda, Apoyo & Asociados (A&A) espera que el mayor EBITDA generado por la entrada en operación de dichos proyectos les permita mantener niveles de apalancamiento adecuados para la clasificación.

Además, en el 2019, CTM reestructuró su deuda financiera; la cual, al cierre del 2018, tenía una mayor concentración en el corto plazo. De esta manera, a marzo 2020, el 100% de la deuda corresponde a Bonos Corporativos de largo plazo. El destino de estos recursos es financiar o refinanciar proyectos existentes y nuevos relacionados con la eficiencia energética.

Un factor importante considerado por A&A es el compromiso de los accionistas de mantener las clasificaciones de riesgo de CTM en los niveles más altos posibles. Asimismo, es importante mencionar que la Empresa mantiene un nivel de líneas bancarias aprobadas sin utilizar suficiente para afrontar sus requerimientos de liquidez holgadamente.

Por otro lado, la capacidad de generación de flujos de CTM se ha duplicado en los últimos cinco años, de tal forma que, a marzo 2020, CTM es el titular de la mayor red de líneas de transmisión del país. De esta manera, debido a la entrada en operación de proyectos concesionados durante el 2019, los ingresos del 2019 crecieron en 7.9% respecto al 2018. Por otro lado, los ingresos del año móvil a marzo 2020 se mantuvieron similares a los del 2019.

Del mismo modo, se proyecta que, en el mediano plazo, la capacidad de generación de flujos continúe incrementándose, como consecuencia del inicio de operaciones de nuevas concesiones. Adicionalmente, la Clasificadora también reconoce el *expertise* y *know how* de los accionistas, grupos colombianos de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica que a su vez son propietarios de REP, principal operador de líneas de transmisión en el país.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, a pesar del entorno económico adverso en el Perú y el mundo, y debido a la naturaleza del sector de transmisión eléctrica en el Perú, los indicadores de rentabilidad, cobertura y apalancamiento de CTM no se vean afectados significativamente, y que se mantengan de acuerdo a la clasificación de riesgo otorgada. Cabe destacar que el sector eléctrico será uno de los sectores más resilientes ante la paralización económica.



¿Qué podría gatillar la clasificación?

Los factores que podrían impactar en la clasificación de riesgo de CTM son: un incremento significativo y sostenido del nivel de apalancamiento y una reducción en la capacidad de refinanciamiento de la Compañía, los cuales tendrían un impacto importante en el perfil crediticio de la Compañía, así como en su flexibilidad financiera.

■ Perfil

Consortio Transmantaro S.A (CTM) se constituyó en enero de 1998, luego de ganar la buena pro para la construcción y operación del Sistema de Transmisión Eléctrica Mantaro-Socabaya. La línea inició su operación comercial el 8 de octubre del 2000, y permitió la creación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al interconectar lo que solían ser los sistemas Norte y Sur.

A la fecha de elaboración del informe, la compañía cuenta con 15 concesiones y 4,261 km de circuitos en 500, 220 y 138 kV, que atraviesan diversos departamentos del Perú. Es importante mencionar que gran parte de su recorrido se encuentra a alturas mayores de 3,800 m.s.n.m.

Los accionistas de CTM son grupos de empresas colombianas de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) y Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.(GEB), los cuales son también propietarios de Red de Energía del Perú S.A. (REP), principal operador de líneas de transmisión en el país.

A partir de la compra de CTM, en el 2006, las decisiones de los accionistas se toman con un enfoque corporativo. Así, en la actualidad, REP está a cargo de la gestión integral de la administración, operación y mantenimiento de los activos de CTM.

Por otro lado, con el objetivo de realizar las actividades relacionadas a la construcción de nuevos proyectos, en diciembre del 2007, el Grupo ISA creó la filial Proyectos de Infraestructura de Perú (PDI), la cual podría darle mayor flexibilidad financiera y operativa a REP y CTM. Con todo esto, los accionistas vienen consolidando su posición en el mercado local.

ISA cuenta con una importante presencia en Colombia, Brasil, Chile, Perú y Bolivia, entre otros; además de ser un jugador de creciente importancia en Centroamérica.

ISA Matriz cuenta con una clasificación local de AAA(col) por FitchRatings y clasificaciones internacionales por FitchRatings de BBB+ (perspectiva negativa) y de Moody's por Baa2.

Por otro lado, se realizó la separación del doble rol de ISA en una matriz centrada en temas estratégicos de carácter corporativo (ISA) y una filial que aproveche y optimice las capacidades existentes para dedicarlas al transporte de energía (INTERCOLOMBIA). Esta nueva filial de ISA inició operaciones comerciales el 2 de enero del 2014.

Grupo Energía Bogotá S.A. - GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB por FitchRatings y Baa2 por Moody's), tiene participación en importantes empresas colombianas involucradas en el sector eléctrico e hidrocarburos.

Actualmente, GEB tiene presencia internacional en Perú, Brasil y Guatemala, así como una fuerte perspectiva de crecimiento en otros países de la región.

En el Perú, GEB y su filial, Transportadora de Gas del Interior, se adjudicaron, en abril 2008, la concesión para transportar y distribuir gas natural en el departamento de Ica – Perú.

Por otro lado, desde inicios del 2011, GEB tiene 60% del accionariado de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), así como el 15.6% del accionariado de Promigas (accionista de Cálidda) por lo que GEB controla directa e indirectamente el 66.24% de Cálidda.

De la misma manera, en agosto de 2019, GEB anunció la adquisición del 100% de Dunas Energía S.A.A, accionista principal de ElectroDunas (99.96%), empresa con clasificación local de AA(pe) por Apoyo & Asociados, como resultado de la OPA lanzada por GEB el 5 de julio de 2019 por el 100% de las acciones de Dunas Energía listadas en la Bolsa de Valores de Lima.

Electro Dunas S.A.A. es una empresa dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas de Ica, Pisco, Chincha, Nazca, Ayacucho y Huancavelica. Actualmente, Electro Dunas cuenta con alrededor de 246,000 clientes y 5,838 km de líneas de distribución en un área de distribución de 5,402 km². Finalmente, en 2019 se distribuyó un volumen total de 724.9 GWh – año.

Cabe mencionar que el GEB, también adquirió el 100% de las acciones de: PPC Perú Holdings, empresa de generación y desarrollo de soluciones energéticas integrales y Cantaloc Perú Holdings, empresa desarrolladora de proyectos y obras.

Desde el 2006, ISA y GEB son además accionistas de Consorcio Transmantaro (CTM), la primera empresa transmisora en el Perú. Actualmente, REP está a cargo de los servicios de gerenciamiento, operación y mantenimiento, provisión de materiales y disponibilidad de activos de CTM.

Adicionalmente, con el objetivo de realizar las actividades relacionadas a la construcción de nuevos proyectos, en diciembre 2007, el Grupo ISA creó la filial Proyectos de Infraestructura de Perú (PDI), la cual podría darle mayor flexibilidad financiera a REP y CTM. Con todo esto, los accionistas vienen consolidando su posición en el mercado local.

■ Sector Eléctrico - Trasmisión

Durante el mes de marzo 2020, el entorno económico local y mundial cambió drásticamente a raíz de la crisis que viene generando el COVID-19 a nivel mundial. De un crecimiento económico global y local esperado de 2.5% y 2.7%, respectivamente, pasamos a un escenario altamente probable de recesión global con una caída mundial de -3.0% según FitchRatings y local de aproximadamente -14.0%, según los estimados de Apoyo Consultoría, la crisis económica peruana más severa y sin precedentes de los últimos 80 años, debido al freno que ha tenido el aparato productivo (cerca del 50%) con la declaratoria de estado de emergencia establecida desde el 16 de marzo.

A pesar que la crisis ha tenido un impacto importante en la generación de energía, la Clasificadora considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes ante la paralización económica, debido a lo cual se espera que su recuperación sea más rápida respecto a los demás sectores económicos.

La transmisión de energía se efectúa a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que atraviesa el país de norte a sur, y los Sistemas Aislados (SSAA), los cuales no están interconectados al resto del sistema por dificultades geográficas.

El SEIN está dividido en cuatro sistemas de transmisión: Principal, Secundario, Garantizado y Complementario o SPT, SST, SGT y SCT, respectivamente. Los primeros dos fueron establecidos bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. Posteriormente, y luego de que se detectaran algunas deficiencias y poco incentivo para invertir en el sector, el marco regulatorio para el segmento de transmisión sufrió diversas variaciones con un nuevo Decreto Ley (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Con esta última se crearon los últimos dos sistemas (SGT y SCT).

Los Sistemas Principales de Transmisión y los Sistemas Garantizados de Transmisión a las líneas principales que son de uso común, mientras que los Sistemas Secundarios de Transmisión y los Sistemas Complementarios de Transmisión corresponden a líneas que son de uso particular o regional

La transmisión es considerada un monopolio natural, debido a los altos costos de inversión y a las economías de escala involucradas en la instalación y desarrollo de redes, lo que se evidencia en las barreras naturales del negocio.

En consecuencia, el Estado debe encargarse de que los operadores del sistema de transmisión permitan el libre acceso a sus redes, no cobren precios monopólicos y busquen la mayor eficiencia en sus operaciones.

El OSINERGMIN está encargado de fijar las tarifas del SPT, SGT y SCT. Estas se calculan en función del costo total de transmisión, el cual se compone a su vez de: i) la anualidad del costo de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) de cada sistema; y, ii) sus costos de operación y mantenimiento.

Estos dos rubros se revisan y actualizan cada año por inflación y tipo de cambio y en el caso del Sistema Principal de Transmisión, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se actualiza cada cuatro años y los Costos de operación y mantenimiento cada año.

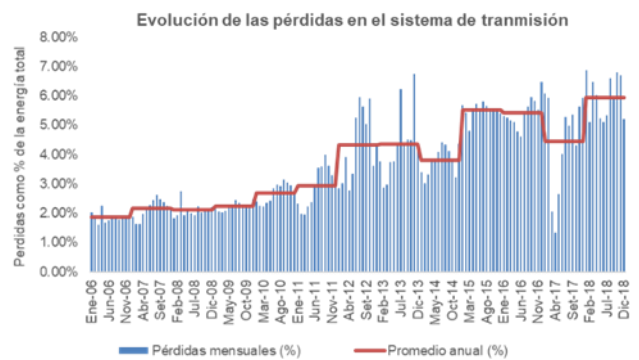
Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan Nacional de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar la remuneración de los Sistemas Garantizados de Transmisión hasta por treinta años, para las nuevas líneas definidas en el mencionado Plan.

Además, en julio 2008, el Ministerio de Energía y Minas definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y planificación de la transmisión debe hacerse tomando en cuenta que el país requiere de una matriz energética diversificada, la cual asegure el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía. Además, se establece que el planeamiento de la transmisión debe convertirse en la herramienta básica para la expansión del SEIN.

Durante los últimos años, el sistema de transmisión de energía eléctrica nacional presentó problemas de congestión y sobrecarga. Esto se debió a que el desarrollo del parque de generación eléctrica se concentra en la zona centro del país, debido a la disponibilidad del gas natural, mientras que la demanda se encuentra dispersa en todo el país.

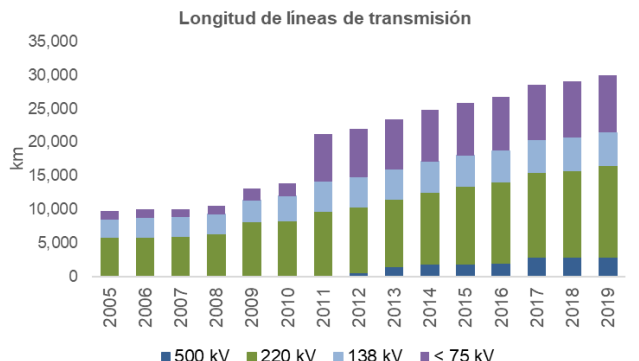
Lo anterior generó que las líneas de transmisión que se dirigen al norte y al sur del país se sobrecarguen (y en algunos casos se congestionen) y que, por lo tanto, se presenten restricciones para la operación del SEIN.

A pesar de la menor brecha de potencia entre las zonas del país, las pérdidas del sistema de transmisión incrementaron en el 2018 y se mantienen en un nivel promedio similar al 2019. Este incremento continúa la tendencia creciente que se mantiene desde inicios del 2010.



Por otro lado, uno de los principales retos que enfrentan las empresas de transmisión es la obtención de los derechos de paso o servidumbres, ya que cada vez son más costosos y la negociación con los propietarios es más compleja.

A pesar de esta dificultad, al cierre del 2019, la longitud de líneas de transmisión total del SEIN se elevó a 29,947 km, superior en 3.3% respecto al cierre del 2018. Cabe indicar que el crecimiento promedio de los últimos 5 años fue 3.9%.



El sistema eléctrico requiere de una red de transmisión más extensa y confiable. Por lo anterior, a partir del 2011 (y cada dos años) se publica un plan de Plan de Transmisión, con el fin de mantener un Sistema de Transmisión robusto y confiable.

Cabe mencionar que, en mayo del 2020, el COES emitió el Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del

SEIN para el periodo 2021-2030, el cual es un estudio previo al Plan de Transmisión (2021-2030).

Según el informe (el cual fue realizado con información previa a la paralización económica producto de la crisis sanitaria), la demanda proyectada de largo plazo para el SEIN es mayor a la observada en el último plan de transmisión (Plan de transmisión 2019-2028).

Las proyecciones del Informe de diagnóstico manejan dos escenarios de demanda; media o pesimista; y de oferta, un escenario base (sin proyectos nuevos de generación en todo el periodo de estudio) y un escenario con transporte de gas natural al sur desde el 2026.

En el escenario de demanda media, se considera un crecimiento de la demanda máxima anual promedio de 6.0%, mientras que en el escenario de demanda pesimista se considera un crecimiento de 3.3%.

Asimismo, se debe considerar que se evaluaron tres casos: demanda media con el escenario de oferta base, demanda media con transporte de gas al sur y demanda pesimista con el escenario de oferta base. De esta manera, el escenario de mayor estrés es el de demanda media con oferta base, cuyos resultados son los siguientes:

En el periodo de evaluación de corto plazo (2021-2024), no se proyecta que se presenten racionamientos ni congestiones importantes en el sistema. Asimismo, en el análisis por áreas (norte, centro, centro 2 y sur) no se identificaron problemas de tensión ni congestión.

En el periodo de transmisión de largo plazo (2026-2030), se cuentan con congestiones en el 2026; mientras que, en el 2030, se presentan congestiones o sobrecargas en todos los escenarios de demanda y generación.

En abril del 2020 (última información disponible), OSINERGMIN ha reportado 11 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,263 millones hasta el 2024.

Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 2,112 km de recorrido, lo que permitirá atender la mayor demanda eléctrica del país y brindar mayor confiabilidad al sistema.

Actualmente, existe una serie de proyectos en cartera de las empresas y de ProInversión (ampliaciones del sistema, refuerzos y nuevas concesiones), dentro de los cuales destacan: el Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas y el Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas, concesionadas a CTM, con una inversión estimada de US\$272 millones, las mismas que se prevén entrarán en operación comercial el último trimestre del 2021.

■ Estrategia

CTM ha contratado a REP como centro gestor para la administración, operación y mantenimiento del sistema de transmisión. Esta decisión estratégica ha permitido a CTM optimizar sus gastos operacionales producto de las sinergias técnicas y administrativas con su vinculada. En el 2016, se modificó el contrato de operación y mantenimiento con REP, disminuyendo los costos para CTM.

Asimismo, ha homologado sus prácticas de gobierno corporativo, gestión y control con las demás empresas del Grupo ISA y de manera especial con REP.

Así, la estrategia de CTM se encuentra alineada con los objetivos corporativos de ISA y es implementada por su vinculada REP. Dicha estrategia se centra en la generación de valor con énfasis en la eficiencia operativa, la optimización del portafolio de negocios y lograr una adecuada estructura financiera que le permita mantener la más alta calificación de riesgo local.

Se debe destacar que, en el 2017, el grupo cumplió con el objetivo planteado en el 2012 de triplicar sus utilidades al 2020. De esta manera, el nuevo objetivo planteado para el 2030 es el crecimiento con creación de valor sostenible.

■ Operaciones

CTM opera de acuerdo con los lineamientos y cláusulas del contrato de concesión que mantiene con el Estado peruano. Este contrato y sus adendas regulan la remuneración de la Empresa (estable y predecible) a cambio de la operación de la concesión. Adicionalmente, CTM recibe ingresos por la operación y mantenimiento de líneas de terceros.

En sus inicios, los ingresos provenían directamente de la remuneración estipulada en el contrato de concesión de la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya y su ampliación. Actualmente, la mayor parte de los ingresos de CTM proviene de las concesiones de líneas de transmisión que mantiene a su cargo.

Estos ingresos provenientes de las concesiones son recibidos de manera mensual y se calculan tomando en cuenta una rentabilidad anual de 12% en función del valor nuevo de reemplazo – VNR, más la retribución de los costos de operación y mantenimiento de la Empresa por un periodo de 30 años desde el inicio de operación de cada concesión.

El detalle de las concesiones que CTM opera actualmente es el siguiente:

Proyecto	Puesta en Operación	VNR (US\$ MM)	O y M (US\$ MM)
L.T. Mantaro - Socabaya (BOOT)	2000	206.3	5.2
Ampliación L.T. Mantaro - Socabaya	2011	74.4	2.0
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal	2011	52.2	3.5
L.T. Ica - Independencia	2011	9.1	0.3
L.T. Zapallal - Trujillo	2012	167.5	5.0
L.T. Talara - Piura	2013	14.6	0.5
L.T. Pomacocha - Carhuamayo	2013	16.4	0.4
L.T. Trujillo - Chiclayo	2014	101.4	3.2
L.T. Machupicchu - Cotaruse	2015	75.0	2.0
L.T. La Planicie - Industriales	2017	35.4	1.1
L.T. Mantaro - Montalvo	2017	278.4	7.0
L.T. Friaspata	2018	25.9	0.6
SE Orcotuna	2018	12.8	0.3
SE Carapongo	2018	42.7	1.2

Fuente: CTM

A partir del 2010, la tasa de 12% puede variar hasta en dos puntos porcentuales en función de lo que estipule el Ministerio de Energía y Minas, lo cual podría afectar la remuneración de la L.T. Mantaro - Socabaya. Tanto el VNR, como los costos de operación y mantenimiento, se reajustan anualmente por la inflación americana (según el índice *Finished Goods Less Food and Energy*).

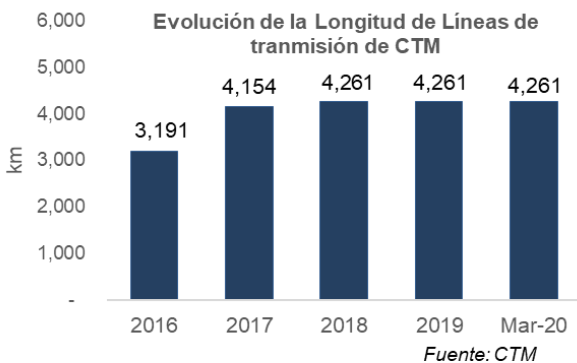
Como consecuencia de la resolución de una controversia con el Estado peruano, éste deberá restituir US\$7.15 millones a CTM, los cuales serán pagados a lo largo del periodo de la concesión, como parte de la remuneración mensual con una tasa de interés de 12% al año. Dichos ingresos son reconocidos como ingresos financieros.

Cabe señalar que el 92.3% de los ingresos por servicio de transmisión de energía eléctrica provienen de los contratos de concesión con el Estado peruano que, como ya se comentó anteriormente, son altamente predecibles y no están expuestos a riesgos de precios ni de demanda. Adicionalmente, dichos ingresos también están referidos a los contratos privados con empresas mineras y generadoras con bajo riesgo crediticio, lo que se traduce en una importante estabilidad en los flujos dinerarios que CTM recibe por los servicios que brinda a estas empresas.

La Clasificadora considera que los contratos de concesión garantizan la estabilidad de los flujos de la Empresa. Adicionalmente, es importante destacar que los ingresos de la Empresa no se verán afectados por fallas que no sean atribuibles a su gestión.

Además, como consecuencia del problema de congestión en el sector, los ingresos por transmisión de energía irán aumentando en los próximos años, debido al desarrollo de diversos proyectos en curso y la obtención de nuevas concesiones por parte de CTM.

Por otro lado, CTM tiene una longitud total de líneas de 4,327 km con una disponibilidad de red de 99.5% a marzo 2020.



Cabe destacar que, desde que CTM fue comprada por ISA y GEB en el 2006, obtiene sinergias al contratar a REP por los servicios de gerenciamiento, operación y mantenimiento, provisión de materiales y disponibilidad de activos.

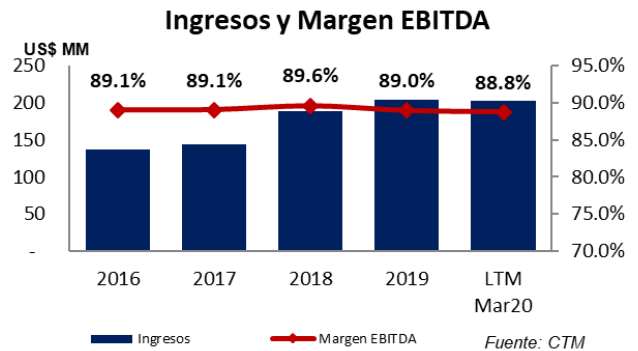
Entre los últimos proyectos que CTM se encuentra desarrollando destacan:

Proyecto	Inversión Total (US\$ MM)	Fecha de adjudicación	Puesta en Operación
Enlace 500 kV Mantaro -Nueva Yanango - Carapongo y Subestaciones Asociadas	276.5	2017	2021
Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	232.6	2017	2021

Fuente: CTM

Desempeño Financiero

Durante los 12 meses terminados a marzo 2020, los ingresos totales de CTM (ingresos por servicio de transmisión de energía + otros ingresos operacionales + intereses de las cuentas por cobrar por contratos privados + intereses de las cuentas por cobrar por controversias) ascendieron a US\$202.7 millones, manteniéndose respecto a los ingresos reportados durante el 2019. Sin embargo, los ingresos por servicios de transmisión de energía del año móvil terminado en marzo 2020 disminuyeron en 0.7% respecto al 2019.



Asimismo, los ingresos durante el 2019 crecieron en 7.9% respecto al 2018. Este crecimiento se debió principalmente a los ingresos relacionados a la entrada de operación de la concesión Zapallal – Trujillo y Trujillo-Chiclayo; las cuales compensaron, en parte, los menores ingresos de la concesión Mantaro-Montalvo. Además, la participación por concesión de los ingresos en el año móvil terminado a marzo 2020 se mantienen respecto al 2019.

Es importante destacar que no se han considerado los ingresos por servicios de construcción, que sumaron US\$45.0 millones durante el 2019 y US\$64.3 millones en los últimos 12 meses terminados a marzo 2020, ya que la Empresa no margina por dicho servicio, y equivalen a los costos asociados.

Estos servicios son prestados, administrados y/o supervisados por su relacionada Proyectos de Infraestructura del Perú (PDI), REP y por terceros. Por lo tanto, no tienen efecto sobre el EBITDA.

Cabe señalar que los contratos privados con terceros son registrados como contratos de arrendamiento financiero, y se reconocen como cuentas por cobrar, las cuales generan intereses, por lo que se incluyen en el cálculo de los ingresos totales al ser recurrentes. De igual forma sucede con los ingresos de las cuentas por cobrar por controversias.

Cabe mencionar que, durante el 2019, el 89% de los ingresos totales provienen de los contratos de concesión con el Estado, por lo que son altamente estables y predecibles, y no se encuentran expuestos a riesgos de precio ni demanda.

Asimismo, el restante (11%) se origina a partir de contratos privados (Sistema Complementario de Transmisión) celebrados con empresas con perfil crediticio de bajo riesgo para CTM.

Estas empresas son: CELEPSA, Compañía Minera Miski Mayo, Duke Energy - Orazul, Kallpa Generación, Fenix Power, ATN2, Minera Suyamarca, Termochilca, Inland, CELPSA y PetroPerú.

Por su parte, se observa que el EBITDA del año móvil a marzo 2020 ascendió a US\$180.5 millones, manteniéndose respecto al 2019 y superior al obtenido en el 2018 (US\$169.6 millones), debido al incremento de ingresos por la facturación de periodo completo de las nuevas concesiones, en especial la concesión Carapongo. De esta forma, el margen EBITDA de la empresa se mantuvo en 88.8%, el cual se mantiene respecto a lo registrado en el 2019 y 2018.

De lo anterior, cabe resaltar las sinergias que logra CTM con su vinculada REP, dadas las posibilidades de mejorar las condiciones establecidas por los servicios de operación y mantenimiento de la red de transmisión.

Por su parte, los gastos financieros en el año móvil terminado a marzo 2020 se mantuvieron respecto al cierre del año. Sin embargo, los gastos financieros del 2019 crecieron en 20.1% respecto al 2018, debido a la reestructuración de la deuda financiera a bonos corporativos de mayor plazo.

Asimismo, el gasto por depreciación, amortización y provisiones por mantenimiento y reemplazos se mantuvo en el periodo respecto al 2019 y 2018.

Así, CTM generó una utilidad neta de US\$55.3 millones, 3.6% por debajo del 2019, debido a los menores ingresos por servicios de transmisión de energía, mayores costos de venta y mayores gastos financieros. Sin embargo, debido al menor saldo promedio del patrimonio, el ROE se mantuvo respecto al 2019 en 11.9%, superior al alcanzado en el 2018 (10.5%) y manteniéndose aún por encima de los indicadores de los últimos siete años.

Respecto a la generación de efectivo de la Compañía, durante el año móvil terminado a marzo 2020, el flujo operativo aumentó a US\$128.3 millones superior al obtenido en el 2019 y 2018.

Éste, sumado al financiamiento obtenido mediante los préstamos y el aporte de capital social, permitieron cubrir inversiones realizadas por la empresa en US\$66.5 millones (US\$47.2 millones en el 2019). Debido al mayor flujo en operaciones, el flujo de caja fue positivo, aumentando la caja en US\$17.5 millones.

Por otro lado, es importante mencionar que CTM cuenta con un contrato de estabilidad jurídica que fija su tasa del impuesto a la renta por todo el periodo de la concesión de la L.T. Mantaro - Socabaya, lo que contribuye a la predictibilidad de sus flujos de caja. Así, en los últimos 12 meses terminados a marzo 2020, CTM habría pagado impuestos por US\$23.6 millones.

■ Estructura de Capital

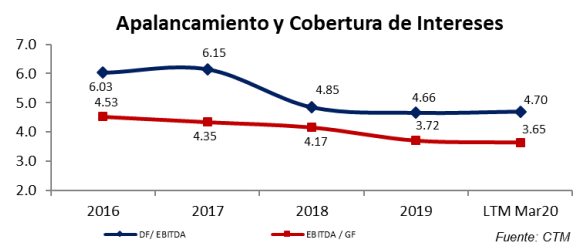
CTM financia su *capex* de mantenimiento con recursos propios. Actualmente, la totalidad de su deuda financiera corresponde a fondeo tomado para el desarrollo de los sistemas de transmisión de energía y sus necesidades de capital de trabajo.

A marzo 2020, el total de pasivos de CTM creció en 1.9% respecto a diciembre 2019, debido al incremento en otros pasivos. De esta manera, el saldo de deuda financiera se mantuvo respecto al cierre del 2019 (US\$845.4 millones). CTM espera mantener esta estructura de capital en el futuro.

Los pasivos corrientes aumentaron a US\$53.9 millones. Cabe destacar que, a marzo 2020, no se contaba con deuda financiera de corto plazo. En el 2019, se reestructuró la deuda financiera, la cual pasó de ser deuda bancaria con amortizaciones a menor plazo, a bonos corporativos de largo plazo. En el caso de los pasivos no corrientes, éstos sumaron US\$1,025.4 millones, similar a lo mostrado al cierre del 2019.

Cabe destacar que, en abril 2019, se realizó la emisión de bonos denominados "Senior Notes", por US\$400 millones. De esta manera, a marzo 2020 (al igual que a diciembre 2019), el 100% de las obligaciones financieras (incluyendo comisiones de estructuración) son Bonos Corporativos; mientras que, al cierre del 2018, sólo el 54.4% de la deuda era de este tipo.

El destino de los fondos fue el financiamiento o refinanciamiento de proyectos existentes y nuevos que estén relacionados con la eficiencia energética. La estructura de los bonos es de *soft-bullet*, con amortizaciones a partir del año 11 (plazo total de 15 años).



Por otro lado, respecto a la cobertura de intereses (EBITDA/gastos financieros), ésta disminuyó de 4.17x a diciembre 2018 a 3.72x a diciembre 2019, debido al incremento en los gastos financieros relacionados al mayor plazo de la nueva deuda financiera. Asimismo, debido al menor EBITDA y al incremento en los gastos financieros, la cobertura a marzo 2020 se redujo ligeramente a 3.65x.

Asimismo, el indicador de apalancamiento (deuda/Ebitda) ascendió a 4.70x en los últimos 12 meses a marzo 2020, manteniéndose respecto al 2019 (4.66x).

Con todo lo anterior, a marzo 2020, la deuda respecto a la capitalización de CTM ascendió a 63.3%, mayor al valor promedio de los últimos cinco años (62.6%). Cabe mencionar que la nueva estructura tiene el beneficio de contar con mayor concentración en bonos corporativos de largo plazo.

El reperfilamiento de la deuda mejoró los indicadores de cobertura de servicio de deuda – SD, reduciendo la parte corriente de deuda de largo plazo, de manera que el ratio (EBITDA/SD) pasó de 1.29x en el 2018, a 3.65x a marzo 2020.

Cabe mencionar que, a la fecha del presente informe, en cuanto al riesgo de tasa de interés, no cuenta con exposición, ya que el endeudamiento a tasa fija representa el 100% de la deuda total.

Resumen Financiero - Consorcio Transmataro S.A. 1/

(Cifras en miles de US\$)

	12M Mar20*	Dic-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14
Rentabilidad							
Ingresos cuentas por cobrar por controversia	3,195	3,207	3,252	3,296	5,436	2,795	2,262
EBITDA	179,914	181,556	169,573	127,850	122,165	98,925	89,706
Mg. EBITDA	88.8%	89.0%	89.6%	89.1%	89.1%	81.9%	81.2%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	10.4%	11.0%	10.7%	8.2%	8.3%	8.4%	8.0%
FCF / Ingresos	30.5%	35.0%	17.8%	-22.1%	-133.7%	-65.5%	-49.8%
ROE	11.9%	11.9%	10.5%	9.4%	10.6%	7.4%	7.6%
Cobertura							
Cobertura de intereses del FFO	2.82	2.99	3.42	3.58	3.65	2.98	2.75
EBITDA / Gastos financieros	3.65	3.72	4.17	4.35	4.53	3.64	3.58
EBITDA / Servicio de deuda	3.65	3.72	1.29	2.22	0.83	2.10	3.58
(EBITDA + Caja) / Servicio de deuda	4.54	4.43	1.48	2.62	0.85	2.17	3.71
FCF / Servicio de deuda	1.93	2.25	0.55	-0.07	-1.08	-1.09	-1.34
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.93	2.51	1.54	0.81	0.37	0.48	0.44
Estructura de capital y endeudamiento							
Deuda ajustada total / (FFO ajustado)	6.69	5.79	5.90	7.48	7.48	7.53	7.89
Deuda financiera total / EBITDA	4.70	4.66	4.85	6.15	6.03	6.16	6.06
Deuda financiera neta / EBITDA	4.46	4.46	4.70	5.97	6.00	6.13	6.03
Costo de financiamiento estimado	6.0%	5.8%	5.1%	3.9%	3.7%	4.7%	4.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	0.0%	0.0%	11.0%	3.6%	16.3%	3.3%	0.0%
Balance							
Activos totales	1,570,210	1,536,325	1,474,474	1,432,531	1,319,738	1,084,610	952,164
Caja e inversiones corrientes	43,716	34,743	24,390	22,845	3,100	3,345	3,380
Deuda financiera Corto Plazo*	0	0	90,783	28,207	120,368	20,000	-
Deuda financiera Largo Plazo	845,402	845,164	731,000	758,207	616,277	589,598	543,990
Deuda financiera total	845,402	845,164	821,782	786,413	736,646	609,598	543,990
Deuda fuera de Balance	-	-	-	-	-	-	-
Deuda ajustada total	845,402	845,164	821,782	786,413	736,646	609,598	543,990
Patrimonio Total	490,929	477,419	485,060	498,680	453,790	355,763	314,814
Capitalización ajustada	1,336,331	1,322,583	1,306,842	1,285,094	1,190,436	965,360	858,804
Ratio de cap, ajustada	63.3%	63.9%	62.9%	61.2%	61.9%	63.1%	63.3%
Flujo de caja							
Flujo generado por las operaciones (FFO)	105,397	107,616	101,146	77,225	73,582	53,314	47,468
Variación de capital de trabajo	0	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operativo (CFO)	128,318	118,678	95,468	137,577	106,328	74,519	43,970
Inversiones en Activos Fijos	-66,546	-47,240	-61,891	-169,243	-289,763	-153,651	-98,994
Dividendos comunes	0	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja libre (FCF)	61,773	71,439	33,577	-31,666	-183,435	-79,133	-55,025
Adquisiciones y Ventas de Activo Fijo, Netas	0	-	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	-33,600	-16,800	0	0	69	98	-2,855
Variación neta de deuda	-10,699	-44,846	-31,207	49,053	127,000	63,000	46,000
Variación neta de capital	0	-	-	-	55,000	16,000	-
Otros financiamientos, netos	0	-	-	-	-	-	-
Variación de caja	17,474	9,793	2,370	17,386	-1,366	-35	-11,880
Resultados							
Ingresos	202,716	204,102	189,164	143,524	137,174	120,837	110,512
Variación de Ventas	-0.7%	7.9%	31.8%	4.6%	13.5%	9.3%	1.4%
Utilidad operativa (EBIT)	112,246	114,537	101,809	77,938	74,192	55,824	50,585
Gastos financieros	-49,279	-48,850	-40,684	-29,394	-26,950	-27,187	-25,082
Resultado neto	55,250	57,359	51,697	44,890	43,027	24,948	23,093

Ingresos: Ingresos por servicio de transmisión de energía +Otros ingresos operacionales +Intereses de las cuentas por cobrar de contratos privados + Intereses de las cuentas por cobrar por controversia.

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización + ingresos por participación en subsidiarias.

FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones +

Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes

Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias -cambio en cuentas por pagar comerciales

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes

Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos

Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8.

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo

Costo de financiamiento estimado= Gastos financieros / Promedio (deuda financiera total t + deuda financiera total t-1)

* Incluye préstamos de afiliadas

1/ La información financiera incluye el fideicomiso del proyecto Zapallal - Trujillo, tal como lo presenta la Superintendencia de Mercado de Valores.

ANTECEDENTES

Emisor:	Consortio Transmantaro S.A.
Domicilio legal:	Av. Juan de Arona N° 720 Of. 601, San Isidro
RUC:	20383316473
Teléfono:	(511) 712-6600

RELACIÓN DE DIRECTORES

Bernardo Vargas Gibsone	Presidente
Yolanda Gómez Restrepo	Vicepresidente
Bernardo Vargas Gibsone	Director
Issac Yanovich Farbaiaz	Director
Ernesto Moreno Restrepo	Director
Carolina Botero Londoño	Director
Alberto Nule Amin	Director
César Ramírez Rojas	Director
Pablo Chaparro Mayorga	Director
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
Miguel Mejía Uribe	Director Alterno

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Red de Energía del Perú S.A.	Gerente General
------------------------------	-----------------

PRINCIPALES ACCIONISTAS

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	60.0%
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	40.0%

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 **Consortio Transmantaro S.A.:**

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Instrumentos de Corto Plazo	Categoría CP-1 + (pe)

Definiciones Financieras

CP – 1: Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de sus obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

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

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

** La clasificación que se otorga al presente valor no implica recomendación para comprarlo, venderlo o mantenerlo.*

(*) 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.