

# Consorcio Transmantaro S.A. (CTM)

## 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 5.26x a junio 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.

Durante el primer semestre del 2020, CTM tomó un pagaré de corto plazo por US\$100 millones; así, el 89.4% de las obligaciones financieras son Bonos Corporativos (100% a diciembre 2019). El destino de estos recursos es financiar capital de trabajo. Se debe destacar que este préstamo fue pre-cancelado en setiembre 2020.

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.

Por otro lado, la capacidad de generación de flujos de CTM se ha duplicado en los últimos cinco años, de tal forma que, a junio 2020, CTM es el titular de la mayor red de líneas de transmisión del país. Por otro lado, los ingresos del año móvil a junio 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 modificar las clasificaciones asignadas?

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.

Ratings	Actual	Anterior	Fecha Cambio
Instrumentos de Corto Plazo	CP-1+	CP-1+	NM

Con información financiera a junio 2020.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 30/10/2020 y 02/07/2020

## Indicadores Financieros

Cifras en miles de dólares	12M Jun20*	Dic-19	Dic-18
Ingresos	202,325	204,102	189,164
EBITDA	179,889	181,556	169,573
Flujo de Caja Operativo (CFO)	121,363	118,678	95,468
Deuda Total	945,597	845,402	821,782
Caja y valores	73,577	34,743	24,390
Deuda Financiera / EBITDA	5.26	4.66	4.85
Deuda Financiera Neta / EBITDA	4.85	4.47	4.70
EBITDA / Gastos Financieros	4.23	3.72	4.17

Fuente: CTM

\*Información financiera a junio 2020 + diciembre 2019 - junio 2019

## Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (01-2017)

## Analistas

Sandra Guedes  
[sandra.guedes@aai.com.pe](mailto:sandra.guedes@aai.com.pe)

Julio Loc  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto:julio.loc@aai.com.pe)

T. (511) 444 5588

## Acontecimientos Recientes

El 9 de setiembre del 2020, CTM emitió bonos internacionales por US\$200 millones, con una tasa de cupón anual de 4.7% y con un plazo de 165 meses.

El 6 de julio del 2020, Fitch Ratings modificó la clasificación internacional de CTM de BBB- con perspectiva positiva a BBB con perspectiva estable.

## Perfil

Consorcio 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 es un grupo empresarial multilatinos, con operaciones en los negocios de energía eléctrica, vías y telecomunicaciones y TIC; y 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 Colombia, 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 249,000 clientes y 5,898 km de líneas de distribución en un área de distribución de 5,402 km<sup>2</sup>. Finalmente, en los últimos 12 meses terminados a junio 2020, se distribuyó un volumen total de 720.4 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 Cantalloc 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 - Transmisión

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 -13.0%, según los estimados de Apoyo Consultoría, la crisis económica peruana más severa y sin precedentes de los últimos 100 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.

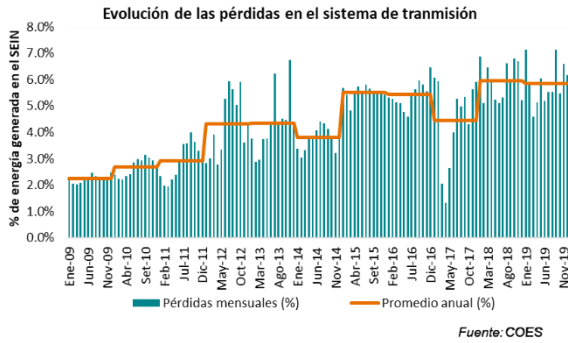
Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar 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.

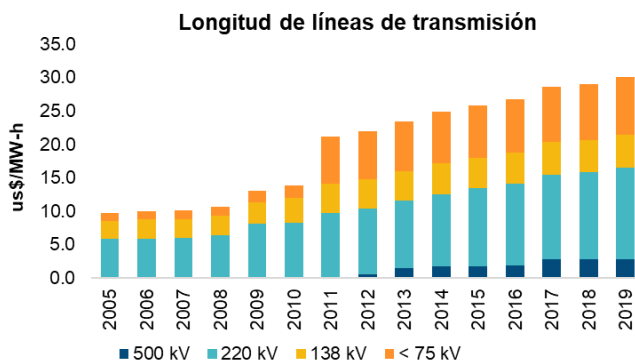


Así, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2020, se contaron con 2,677.7 horas de congestión en los principales equipos de transmisión (1,938.6 horas en el 2019). Cabe destacar que el 61.2% de estas horas de congestión provienen de la S.E. Independencia.

Además, durante el año móvil a junio 2020, se registraron 308 fallas que ocasionaron interrupción y disminución del suministro eléctrico (442 en el 2019). Estas fallas provocaron una interrupción de energía aproximada de 2,808.7 MWh (4,402.3 MWh en el 2019). Cabe destacar que del total de energía interrumpida, alrededor del 50% provenía de tallas relacionadas a líneas de transmisión.

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 junio del 2020, el COES emitió la actualización de la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030; el cual incluye los resultados de la aplicación del artículo 19.3 del Reglamento de Transmisión.

El informe considera que la emergencia sanitaria originada por el COVID-19 tenga un impacto directo en la demanda eléctrica en al menos los años 2020 y 2021, y con un efecto económico que alcance el periodo del estudio (2021-2030).

Las proyecciones de demanda de electricidad consideran las proyecciones del PBI del Banco mundial, el Fondo Monetario Internacional y el Banco Central de Reserva. Así, el informe considera una caída del PBI de 13.9% en el 2020 y un incremento de 8% para el 2021.

Las proyecciones de la demanda del informe se basan en la metodología *Trade-off / Risk* basada en incertidumbres, y fueron revisadas considerando el efecto del impacto económico del COVID-19. De esta manera, se manejan cinco escenarios de demanda; de muy optimista a muy pesimista; y con una tasa de crecimiento entre 5.4% a 2.7%, respectivamente.

Asimismo, se consideraron dos escenarios de oferta, un escenario con los proyectos comprometidos para el periodo 2020-2024 y un escenario con los proyectos no comprometidos que podrían concretarse en el periodo 2024-2030.

Así, en el primer escenario, se considera la oferta existente al 2019, y se le ha adicionado la expansión de la generación con mayor certidumbre de concretarse al 2024 (proyectos en ejecución con contratos con el estado por licitaciones para promoción de la inversión, resultantes de subastas RER, entre otros).

En el periodo de evaluación de corto plazo (2021-2025), se proyectaban sobrecargas en el área sur medio para la mayoría de escenarios, por lo que se plantearon proyectos del Plan Vinculante con un costo de inversión estimado de US\$743 millones.

En el periodo de transmisión de largo plazo (2026-2030), se cuentan con sobrecargas en el área Sur Medio para todos los escenarios. Así, se plantearon proyectos para el largo plazo con un costo de inversión estimado de US\$597 millones.

Se debe destacar que la estructura de transmisión troncal de 500 kV propuesta en el informe brindaría confiabilidad y capacidad al SEIN para un adecuado cubrimiento tanto de la demanda como de la oferta hacia el largo plazo. Además, ofrecería una plataforma suficiente para proyectar las interconexiones internacionales plenas en 500 kV hacia: el Eje Ecuador - Colombia; Chile; Bolivia y en muy largo plazo a Brasil

Además, se realizó un estudio de propuesta de cambio de estructura de tensiones para la subtransmisión en Lima Metropolitana; y se propone como criterio que se migre en un horizonte de largo y muy largo plazo de la estructura de tensiones actuales de 500/220/60 kV a 500/220/138 kV.

En julio del 2020 (última información disponible), OSINERGMIN ha reportado 10 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,257 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 segundo semestre del 2022

## 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 el servicio de transmisión de energía que brinda a 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	O y M
L.T. Mantaro - Socabaya (BOOT)	2000	206.3	5.2
Ampliación L.T. Mantaro - Socaba	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.

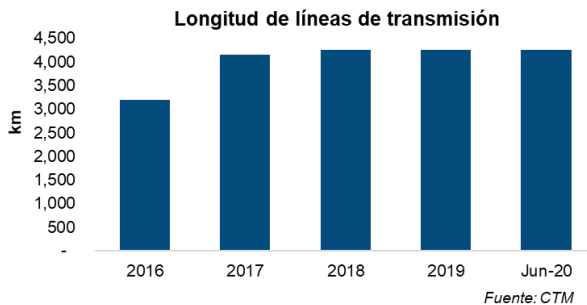
Cabe señalar que el 92.1% de los ingresos por servicio de transmisión de energía eléctrica provienen de los contratos de concesión con el Estado peruano que, como ya se comentó anteriormente, son altamente predecibles y no están expuestos a riesgos de precios ni de demanda.

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 4,261 km con una disponibilidad de red de 99.6% a junio 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 de CTM que entraron en operación destacan:

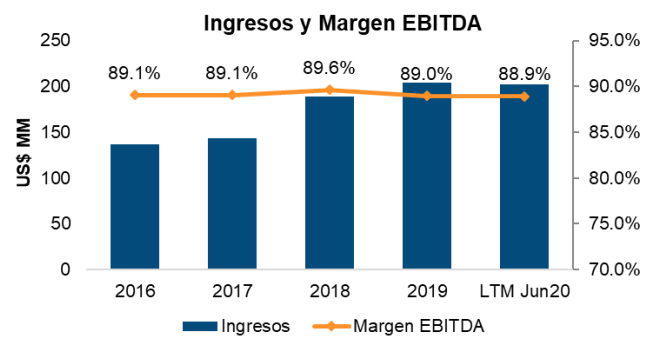
Proyecto	Puesta en Operación	Inversión Total (US\$ MM)
Ampliación L.T. Mantaro - Socaba	2011	222.1
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal		
L.T. Ica - Independencia	2012	212.2
L.T. Zapallal - Trujillo		
L.T. Talara - Piura	2013	21.6
L.T. Pomacocha - Carhuamayo	2013	25.4
L.T. Trujillo - Chiclayo	2014	123
L.T. Machupicchu - Cotaruse	2015	109.0
L.T. La Planicie - Industriales	2017	34.8
L.T. Mantaro - Montalvo	2017	465.8

Fuente: CTM

## Desempeño Financiero

Durante los 12 meses terminados a junio 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\$202.3 millones, manteniéndose respecto a los ingresos reportados durante el 2019.

Además, debido a que, en el primer semestre del 2020, no entró en operación ninguna concesión, la participación por concesión de los ingresos en el año móvil terminado a junio 2020 se mantiene 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\$90.8 millones en los últimos 12 meses terminados a junio 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 primer semestre del 2020, el 92.1% 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 (7.9%) 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, PetroPerú y AngloAmerican.

Por su parte, se observa que el EBITDA del año móvil a junio 2020 ascendió a US\$179.9 millones, manteniéndose respecto al 2019. De esta forma, el margen EBITDA de la empresa se mantuvo en 88.9%, el cual se mantiene respecto a lo registrado en el 2019.

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.

Los gastos financieros en los últimos 12 meses terminados a junio 2020 disminuyeron en 12.9% a pesar del incremento en el saldo de la deuda; debido a que el costo financiero estimado promedio se redujo de 5.8% a diciembre 2019, a 4.7% en el año móvil a junio 2020. Esta mejora se debe en parte a la mayor concentración de bonos corporativos respecto a los préstamos bancarios. Además, la capitalización de gastos financieros del periodo creció en 48.3%.

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

Así, CTM generó una utilidad neta de US\$59.0 millones, creciendo en 2.8% respecto al 2019, debido que los menores gastos financieros compensaron el incremento en los costos operativos.

De esta manera, debido al incremento de la utilidad neta y al menor saldo promedio del patrimonio, el ROE aumentó a 13.3%, superior al logrado en el 2019 y 2018 (11.9% y 10.5% respectivamente) y se mantiene 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 junio 2020, el flujo operativo aumentó a US\$121.4 millones, superior al obtenido en el 2019 y 2018.

Éste, sumado al financiamiento obtenido mediante los préstamos, permitieron cubrir inversiones realizadas por la empresa en US\$93.8 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\$26.7 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 junio 2020, CTM habría pagado impuestos por US\$25.3 millones.

## Estructura de Capital

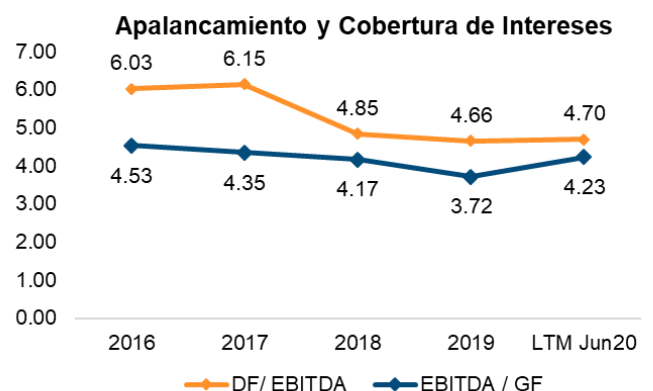
CTM financia su *capex* de mantenimiento con recursos propios. Actualmente, la totalidad de su deuda financiera corresponde a fondeo tomado para el desarrollo de los sistemas de transmisión de energía y sus necesidades de capital de trabajo.

A junio 2020, el total de pasivos de CTM creció en 8.1% respecto a diciembre 2019, debido al préstamo de corto plazo tomado por US\$100 millones durante el primer semestre. De esta manera, el saldo de deuda financiera aumentó respecto al cierre del 2019 (US\$945.6 millones). Se debe destacar que en setiembre del 2020 el préstamo de corto plazo fue pre-cancelado.

Los pasivos corrientes aumentaron a US\$132.9 millones, debido al incremento ya mencionado de los otros pasivos, y no incluyen deuda financiera de corto plazo. En el caso de los pasivos no corrientes, éstos sumaron US\$1,033.6 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. Así, a junio 2020, el 89.4% de las obligaciones financieras (incluyendo comisiones de estructuración) son Bonos Corporativos (100% a diciembre 2019).

El destino de los bonos corporativos 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).



Fuente: CTM

Por otro lado, respecto a la cobertura de intereses (EBITDA/gastos financieros), ésta aumentó de 3.72x a diciembre 2019 a 4.23x a junio 2020, debido a los menores gastos financieros.

Asimismo, el indicador de apalancamiento (deuda/Ebitda) ascendió a 5.26x en los últimos 12 meses a junio 2020, creciendo respecto al 2019 (4.66x).

Con todo lo anterior, a junio 2020, la deuda respecto a la capitalización de CTM ascendió a 68.2%, 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.

Así, debido a los menores gastos financieros asociados a las menores tasas de interés, el ratio (EBITDA/SD) pasó de 3.57x en el 2019, a 4.23x a junio 2020.

Cabe mencionar que, a la fecha del presente informe, CTM no se encontraba expuesto a riesgo de tasa de interés debido que el 100% del endeudamiento se encontraba a tasa fija.



**Resumen Financiero - Consorcio Transmataro S.A. 1/**  
 (Cifras en miles de US\$)

	12M Jun20*	Dic-19	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15
<b>Rentabilidad</b>						
Ingresos cuentas por cobrar por controversia	2,385	3,207	3,252	3,296	5,436	2,795
EBITDA	179,889	181,556	169,573	127,850	122,165	98,925
Mg. EBITDA	88.9%	89.0%	89.6%	89.1%	89.1%	81.9%
ajustada	10.8%	11.0%	10.7%	8.2%	8.3%	8.4%
FCF / Ingresos	13.6%	35.0%	17.8%	-22.1%	-133.7%	-65.5%
ROE	13.3%	11.9%	10.5%	9.4%	10.6%	7.4%
<b>Cobertura</b>						
Cobertura de intereses del FFO	2.62	2.99	3.42	3.58	3.65	2.98
EBITDA / Gastos financieros	4.23	3.72	4.17	4.35	4.53	3.64
EBITDA / Servicio de deuda	1.26	3.72	1.29	2.22	0.83	2.10
(EBITDA + Caja) / Servicio de deuda	1.78	4.43	1.48	2.62	0.85	2.17
FCF / Servicio de deuda	0.34	2.25	0.55	-0.07	-1.08	-1.09
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.29	2.51	1.54	0.81	0.37	0.48
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>						
Deuda ajustada total / (FFO ajustado)	6.31	5.79	5.90	7.48	7.48	7.53
Deuda financiera total / EBITDA	5.26	4.66	4.85	6.15	6.03	6.16
Deuda financiera neta / EBITDA	4.85	4.47	4.70	5.97	6.00	6.13
Costo de financiamiento estimado	4.7%	5.8%	5.1%	3.9%	3.7%	4.7%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	10.6%	0.0%	11.0%	3.6%	16.3%	3.3%
<b>Balance</b>						
Activos totales	1,606,894	1,536,325	1,474,474	1,432,531	1,319,738	1,084,610
Caja e inversiones corrientes	73,577	34,743	24,390	22,845	3,100	3,345
Deuda financiera Corto Plazo*	100,000	0	90,783	28,207	120,368	20,000
Deuda financiera Largo Plazo	845,597	845,402	731,000	758,207	616,277	589,598
Deuda financiera total	945,597	845,402	821,782	786,413	736,646	609,598
Deuda fuera de Balance	0	-	-	-	-	-
Deuda ajustada total	945,597	845,402	821,782	786,413	736,646	609,598
Patrimonio Total	440,435	477,419	485,060	498,680	453,790	355,763
Capitalización ajustada	1,386,032	1,322,821	1,306,842	1,285,094	1,190,436	965,360
Ratio de cap. ajustada	68.2%	63.9%	62.9%	61.2%	61.9%	63.1%
<b>Flujo de caja</b>						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	109,048	107,616	101,146	77,225	73,582	53,314
Variación de capital de trabajo	0	-	-	-	-	-
Flujo de caja operativo (CFO)	121,363	118,678	95,468	137,577	106,328	74,519
Inversiones en Activos Fijos	-93,810	-47,240	-61,891	-169,243	-289,763	-153,651
Dividendos comunes	0	-	-	-	-	-
Flujo de caja libre (FCF)	27,554	71,439	33,577	-31,666	-183,435	-79,133
Netas	-4,030	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	-16,800	-16,800	0	0	69	98
Variación neta de deuda	20,007	-44,846	-31,207	49,053	127,000	63,000
Variación neta de capital	0	-	-	-	55,000	16,000
Otros financiamientos, netos	0	-	-	-	-	-
Variación de caja	26,731	9,793	2,370	17,386	-1,366	-35
<b>Resultados</b>						
Ingresos	202,325	204,102	189,164	143,524	137,174	120,837
Variación de Ventas	-0.9%	7.9%	31.8%	4.6%	13.5%	9.3%
Utilidad operativa (EBIT)	112,382	114,537	101,809	77,938	74,192	55,824
Gastos financieros	-42,555	-48,850	-40,684	-29,394	-26,950	-27,187
Resultado neto	58,988	57,359	51,697	44,890	43,027	24,948

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:	Consorcio Transmantaro S.A.
Domicilio legal:	Av. Juan de Arona N° 720. Ofic. 601 San Isidro, Lima-Perú
RUC:	20383316473
Teléfono:	(511) 712 6600

### Relación de directores\*

Bernardo Vargas Gibsone	Presidente del Directorio
Yolanda Gómez Restrepo	Vicepresidente
Isaac Yanovich Farbaiarz	Director
Camilo Zea Gómez	Director
Ernesto Moreno Restrepo	Director
Alberto Nule Amin	Director
Carolina Botero Londoño	Director Alterno
César Ramírez Rojas	Director Alterno
Pablo Alonso Chaparro Mayorga	Director Alterno
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
Miguel Mejía Uribe	Director Alterno

### Relación de ejecutivos\*

Carlos Mario Caro Sánchez	Gerente General
---------------------------	-----------------

### Relación de accionistas (según derecho a voto)\*

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	60%
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	40%

(\*) Nota: Información a Octubre 2020

## 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 las siguientes clasificaciones de riesgo para los siguientes instrumentos:

### Clasificación\*

Instrumento de Corto Plazo

Categoría CP-1+ (pe)

## Definiciones

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

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

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

(\*) 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.