

# Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP)

## Informe Anual

### Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior
Primer Programa Bonos Corporativos – 4ta y 6ta emisión	AAA(pe)	AAA(pe)

Con Información financiera a diciembre 2018. Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 29/05/2019 y 31/10/2018

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$)	Dic-18*	Dic-17*	Dic-16*
Ingresos	691,252	676,226	623,524
EBITDA	485,227	471,411	415,241
Flujo de Caja Operativo (CFO)	347,671	364,678	225,894
Deuda financiera senior	970,069	973,146	965,086
Deuda ajustada total	991,833	1,037,655	1,053,213
Caja y Valores	167,527	125,067	86,480
Deuda financiera / EBITDA	2.00	2.06	2.32
Deuda financiera neta / EBITD/	1.65	1.80	2.12
Deuda ajustada total / EBITDA	2.04	2.20	2.54
EBITDA / Gastos Financieros	10.92	10.60	9.46

\*Reestructurado ante la aplicación contable de la CINIIF 12, en vez de la NIC 16  
Fuente: TGP

### Metodologías Aplicadas

Metodología de Empresas no Financieras (01- 2017)

### Analistas

Johanna Izquierdo  
(511) 444 5588  
johanna.izquierdo@aai.com.pe

Cristian Solórzano  
(511) 444 5588  
cristian.solorzano@aai.com.pe

### Resumen

Apoyo & Asociados (A&A) ratificó el rating de AAA(pe) a la Cuarta y Sexta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos emitidos en soles VAC en agosto 2004 y mayo 2005, respectivamente, a 25 años (saldo diciembre 2018: US\$117.1 millones), los cuales coexisten con los bonos internacionales (tipo 144A/Reg S), emitidos en abril del 2013, por US\$850 millones a un plazo de 15 años. Tanto los bonos locales como los internacionales cuentan con el mismo rango de prelación con cualquier deuda *senior* y no cuentan con garantías, *covenants* ni resguardos financieros. TGP es la principal compañía transportadora de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) del Perú. Durante el 2018, transportó el 95.2% y 97.6% de la producción fiscalizada de GN y LGN del país, respectivamente, desde el yacimiento Camisea (Lote 88, 56 y 57) hasta Lima, Lurín para el caso del GN y hasta Pisco para el LGN. El 100% de su capacidad está contratada en firme, a largo plazo y a precios fijos.

### Factores Claves de la Clasificación

**-Ingresos estables y Flujos de Caja predecibles.** Los ingresos de TGP (US\$691.3 y 676.2 millones durante el 2018 y 2017, respectivamente) son estables y predecibles, debido a que cuenta con contratos *ship or pay* de muy largo plazo (13 años de vida remanente promedio) con clientes de sólida solvencia crediticia, por la totalidad de su capacidad y con tarifas establecidas, las cuales no están expuestas al riesgo regulatorio. TGP posee concesión tipo BOOT (*build own operate and transfer*) para abastecer la demanda local de GN (920 MMPCD) y un poliducto de hasta 130 MBPD para transportar en exclusividad los LGN de los yacimientos de Camisea (Lotes 88 y 56). El contrato expira en el 2033 y es renovable en incrementos de 10 años, hasta un máximo de periodo de concesión de 60 años. Además, los costos operativos no tienen volatilidad, por lo que el EBITDA es estable y predecible, y ascendió a US\$485.2 y 471.4 millones, al cierre del 2018 y 2017, respectivamente. Cabe señalar que el incremento del EBITDA se explica por la eficiencia en costos que viene realizando la Empresa, ello a pesar de los gastos no recurrentes relacionados con la reparación del ducto (US\$14.3 MM), los cuales se estiman recuperar por las pólizas de seguro que mantienen la empresa.

**-Sólida posición competitiva.** La posición competitiva de TGP se ve reflejada por la naturaleza de monopolio natural de sus operaciones, ante las altas barreras de entrada debido a los fuertes requerimientos de inversión. Su cercanía geográfica al principal yacimiento gasífero del país (Camisea) y a la zona principal de demanda de GN (Lima explica aproximadamente el 40% del PBI de acuerdo al INEI) le genera economías de escala. La creciente demanda de GN en el mercado local, le ha llevado a realizar diversas ampliaciones, habiendo culminado la última expansión de la capacidad de transporte para el mercado local de 655 a 920 MMPCD (millones de pies cúbicos diarios) el 22 de abril del 2016. Asimismo, TGP constituye un activo estratégico para el país. Al cierre del 2018, el GN transportado por TGP se usó para generar aproximadamente el 37% de la

energía eléctrica del país (aproximadamente 50% durante el periodo seco).

**-Sólido Perfil Financiero.** TGP presenta holgados ratios de cobertura y bajos niveles de endeudamiento con una importante y sólida generación de caja soportada en la estructura de contratos *ship or pay* a largo plazo. A fines del 2018, el total de la deuda financiera ascendió a US\$970.1 millones y el EBITDA a US\$485.2 millones, reportando un nivel de endeudamiento (deuda financiera / EBITDA) de 2.00x, inferior al 2.06x en el 2017. Hacia el futuro A&A esperaría una generación anual de EBITDA de US\$479 millones y niveles de endeudamiento cercanos a 2.0x en promedio hasta el 2023, para luego reducirse gradualmente con el inicio del periodo de amortización de los bonos internacionales. Asimismo, se esperaría una cobertura del servicio de deuda (FCL/SD) promedio de 5.3x entre el 2018 y 2023, y de 1.3x entre el 2024 y 2028x.

**-Adecuado nivel de reservas de GN y LGN.** El yacimiento Camisea (Lotes 88, 56 y 57) cuenta con reservas probadas por 13.5 TPC de GN y 708.0<sup>1</sup> MMBbl de LGN y constituye uno de los yacimientos gasíferos más importantes de Latinoamérica y el más importante del Perú con una participación del 95.2% y 97.6% de la producción fiscalizada de GN y LGN, respectivamente.

## ¿Qué podría gatillar la clasificación?

Una acción negativa del *rating* se daría si:

- La empresa registra un mayor nivel de endeudamiento del esperado, el cual no pueda ser soportado por el nivel de generación, como resultado de nuevas adquisiciones y/o fuertes inversiones.
- Un mayor riesgo político relacionado con una reducción significativa del *rating* soberano y una caída drástica en las reservas probadas de GN y LGN.
- Un cambio en las políticas operativas de la compañía, que generen un impacto negativo en la generación de caja.

## Hechos Recientes

El 3 de febrero del 2018 se suspendió el transporte de líquidos de gas natural, tras una rotura del ducto de LGN, que ocasionó una súbita caída de presión en el Sistema de Transporte en la provincia de La Convención, Cusco. De inmediato se activó el Plan de Contingencia y, a pesar de las difíciles condiciones de acceso geográficas y meteorológicas, el día 15 de febrero se reinició el transporte de líquidos de gas natural. Cabe señalar que el ducto de GN no se vio afectado por dicho evento y se mantuvo su disponibilidad de transporte. No obstante, el volumen de GN transportado se ajustó al nivel de inyección del Consorcio de Productores (Upstream), el cual tuvo que reducir la producción de gas natural. De esta manera, algunas generadoras eléctricas y empresas industriales se vieron afectadas por el menor abastecimiento de GN, al igual que PLNG. Cabe indicar que el abastecimiento al consumo doméstico de los hogares no se vio afectado.

<sup>1</sup> Libro de Reservas MEM, Diciembre 2016

## ■ Perfil

TGP es la principal compañía transportadora de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN) del Perú. Durante el 2018, transportó el 95.2% de la producción fiscalizada de GN y el 97.6% de LGN del país, provenientes del yacimiento Camisea (Lote 88, 56 y 57), principal yacimiento gasífero del país y uno de los más importantes de Latinoamérica.

En nov. 2000, TGP se adjudicó la concesión tipo BOOT (*build own operate and transfer*) por 33 años para construir y operar un gasoducto de una capacidad de hasta 450 MMPCD para abastecer la demanda local de GN y un poliducto de hasta 50 MBPD para transportar en exclusividad los LGN de los yacimientos de Camisea (Lotes 88 y 56). El recorrido de los ductos va desde los yacimientos de Camisea en la selva peruana hasta las costas del Océano Pacífico, Pisco en el caso de LGN (557 km) y Lurín (Lima) en el caso de GN (729 km), pasando por los 4,800 metros sobre el nivel del mar de la cordillera de los Andes.

El inicio de la operación comercial del Sistema de Transporte (Sistema) se dio el 20 de agosto del 2004. Para el transporte de GN al mercado doméstico, la tarifa se encuentra determinada en el Contrato BOOT, y solo se ajusta anualmente por la inflación estadounidense. Las tarifas para el transporte de GN para PLNG (proyecto de exportación de gas natural licuefactado), en el tramo de la Selva y para los LGN, se determinaron en negociaciones privadas entre TGP y PLNG; y TGP y el Consorcio de Productores, respectivamente. De esta manera, la compañía no se encuentra expuesta al riesgo regulatorio derivado de revisiones tarifarias.

Cabe mencionar que, por acuerdo mutuo entre TGP y el Gobierno, se firmaron diversas adendas al Contrato BOOT con el fin de ampliar la capacidad del gasoducto, y poder así, acompañar la creciente demanda local de GN.

En abril del 2016 inició la operación comercial de la última expansión del gasoducto, incrementando la capacidad de transporte para el mercado local de 655 a 920 MMPCD (1,275 a 1,540 MMPCD, si se incluye la capacidad vendida a PLNG en el tramo de la Selva) mientras que la última ampliación del poliducto se dio en el 2013 de 110 a 130 MPBD. La capacidad de transporte de GN para el mercado local de TGP, considera el uso de hasta 550 MMPCD del gasoducto de PLNG.

El proyecto de ampliación se tenía contemplado desde el 2010. Así, TGP se comprometió a incrementar su capacidad de manera gradual hasta 920 MMPCD (definida como

capacidad garantizada al mercado local) dentro de los tres años siguientes a la solicitud del mercado. Sin embargo, el plazo se prolongó debido a problemas de seguridad por el atentado terrorista ocurrido en el 2012. Así, en agosto 2013, la empresa firmó una nueva adenda con el Estado a fin de realizar ajustes en el diseño del proyecto de expansión según los hechos ocurridos y poder hacerlo viable.

La ampliación consistió en: i) Instalación de una Planta compresora con 4 turbocompresores de 18,000 HP c/u (1 de *backup*); y, ii) Construcción Loop Costa II, que involucra la construcción de un gasoducto de 24 pulgadas y 31 km desde Chilca (donde se conecta con el Loop Costa existente) hasta Lurín. La inversión total ascendió a US\$330 millones.

La adenda del 2013 también incluyó el proyecto de Derivación Principal a Ayacucho, el cual comprende un ducto de 14 pulgadas y 20 km de longitud, desde el KP 277 hacia el *City Gate* de Ayacucho y una inversión de US\$50.0 millones, por el cual TGP recibirá ingresos garantizados, los cuales se aplicarán a la tarifa actual de transporte (US\$4.3 millones anuales aproximadamente). El proyecto entró en operación en setiembre del 2016.

A la fecha TGP no cuenta con nuevos compromisos de inversión para la ampliación de la capacidad de transporte de su Sistema de Transporte por Ductos.

El Sistema de transporte es operado por COGA (51% por Enagás y 49% de CPPIB). Por otro lado, los accionistas cuentan con amplia experiencia en el sector infraestructura, gasoductos y energía. La estructura accionaria de la empresa se ha modificado respecto de sus inicios, siendo la actual:

Proyecto Camisea

Grupo Económico	Origen	Transportadora de Gas del Perú - TGP		Cálida
		Productores (Lote 88 y 56)	Transporte	
		Explotación	Distribución	
CPP Investment Board / (1)	Canadá	-	49.9%	-
Enagás	España	-	29.0%	-
Sonatrach Petroleum / (2)	Argelia	10.0%	21.2%	-
Hunt	EE.UU.	25.2%	-	-
Tecpetrol	Italia - Argentina	10.0%	-	-
Pluspetrol	Argentina	27.2%	-	-
SK	Corea del Sur	17.6%	-	-
Repsol	España	10.0%	-	-
EEB	Colombia	-	-	60.0%
Promigas	Colombia	-	-	40.0%
<b>Operador</b>		<b>Pluspetrol</b>	<b>COGA</b>	<b>Cálida</b>

(1) CPPIB es accionista a través de Carmen Corporation y sus afiliadas Tecgas Camisea Inc., Pisco Four Holdings y la Habanera.

(2) Sonatrach Petroleum es accionista a través de su afiliada Spco Peru Pipelines Corporation.

Fuente: PLUSPETROL/TGP/Cálida

Canada Pension Plan Investment Board (CPPIB) es el principal accionista con el 49.9%. CPPIB es una corporación de la Corona canadiense, cuya misión es invertir los fondos del Plan de Pensiones de Canadá. La Junta de Inversión administra un patrimonio de US\$366,491 millones<sup>2</sup>, el cual se

<sup>2</sup>Con data de la corporación a diciembre 2018

encuentra diversificado entre distintos sectores. CPPIB tiene una calificación de AAA por Standard and Poor's.

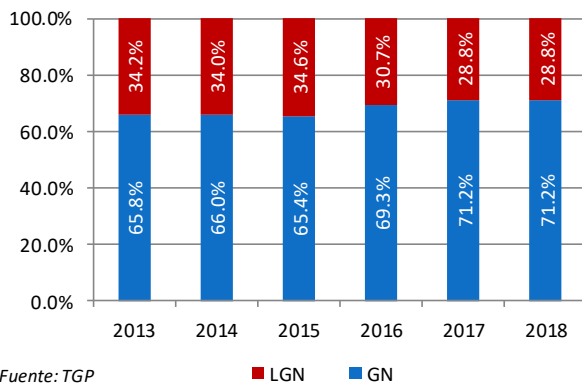
**Enagás** (29.0%) es la principal compañía de transporte de gas natural en España. La empresa cuenta con 45 años de experiencia en el rubro y se encuentra presente en Latinoamérica (México, Chile y Perú) y Europa (Suecia, Italia, Grecia y Albania); asimismo, tiene una calificación de A- por FitchRatings.

**Sonatrach Petroleum** (21.2%) es una Empresa del gobierno de Argelia, dedicada a exploración, extracción, transporte y refinación de hidrocarburos. Tiene presencia en diversos países como Libia, Mauritania, Perú y Yemen.

## Operaciones

Al cierre del 2018, se mantuvo estable la participación de los ingresos por transporte de GN con respecto al 2017 (71.2% para ambos años). Se prevé que la participación de los ingresos por transporte de GN alcance el 75%, en promedio entre el 2018 y el 2033, debido a la reducción gradual del contrato de transporte de LGN. En cuanto a la participación de transporte de LGN, ésta siguió representando el 28.8% de los ingresos.

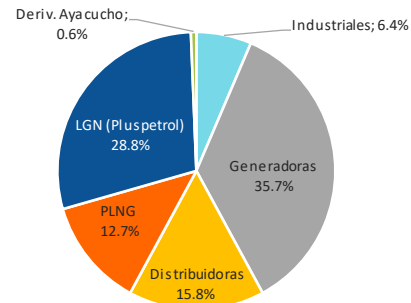
### Distribución de Ingresos - TGP



Fuente: TGP

TGP cuenta con una base de ingresos y clientes estables. El 100% de la capacidad de transporte está contratada en firme (*Ship or pay*), así el pago es independiente del volumen transportado, lo cual le da estabilidad a los ingresos.

### Ventas por Tipo de Clientes Diciembre 2018



Fuente: TGP

La capacidad total de transporte de GN se encuentra distribuida en 21 clientes, todos con contratos en firme (1,540 MMPCD), los cuales cuentan con un plazo remanente promedio de 14 años. TGP también cuenta con algunos contratos interrumpibles de GN, los cuales explicaron aproximadamente el 1.4% de los ingresos (2017: 1.0%). Cabe señalar que en caso los clientes no consuman la capacidad en firme contratada, TGP puede subastar la capacidad no utilizada a muy corto plazo a través de los contratos interrumpibles.

Los cinco principales clientes explican el 73.1% del total de ingresos por transporte de GN y cuentan con una sólida calidad crediticia, lo que reduce el riesgo de contraparte o riesgo de crédito. Cabe señalar que la política comercial de TGP exige cartas fianza a sus clientes, por montos equivalentes a los ingresos entre dos y seis meses. Esta política se aplica en caso los clientes no cuenten con una clasificación de riesgo internacional mejor o igual a BBB o con una clasificación de riesgo local de AAA(pe); o un patrimonio no inferior a US\$250 millones, lo que reduce el riesgo crediticio de su portafolio de ventas.

#### Ingresos por Transporte de GN - 2018

Cientes	% Ingresos	Tipo de Cliente	Plazo Remanente Contrato	Rating Local (pe)/ Rating Int.
Perú LNG	18.1%	Otro	15 años	BBB-
Cálidda	17.7%	Distribuidor	15 años	BBB-
Kallpa	15.4%	Generador	15 años	AAA(pe)
Engie	12.5%	Generador	15 años	AAA(pe)
Enel	9.3%	Generador	7 años	AAA(pe)
Otros	26.9%	Gen/Ind/Dist		

Fuente: TGP

Por el lado de los LGN, también el 100% de la capacidad se encuentra cubierto con contratos *Ship or Pay* con el Consorcio de Productores hasta el fin de la concesión (2033).

Finalmente, la ventaja competitiva de TGP se ve reflejada por la naturaleza de monopolio natural de sus operaciones. Si bien no existen restricciones regulatorias a la entrada de nuevos concesionarios de transporte de GN y LGN, existen

altas barreras de entrada por las fuertes inversiones en activo fijo. Su cercanía geográfica al principal yacimiento gasífero del país y a la zona donde se concentra la mayor demanda (Lima), le permite generar economías de escala en términos de volumen transportado.

**Mercado Doméstico**

El mercado doméstico del transporte de GN abarca a las generadoras eléctricas, distribuidoras de GN y clientes industriales. TGP percibe la tarifa base con la que se adjudicó el contrato de concesión, la cual se reajusta anualmente por la inflación estadounidense, todos los 1ero. de marzo de cada año. US\$/MPC 1.17 y 1.19 para el periodo marzo 17- febrero 18 y marzo 18- febrero 19, respectivamente, por lo que no se encuentra expuesta al riesgo regulatorio.

En 2018, este mercado explicó el 57.7% de los ingresos totales, similar a lo registrado en el 2017. Las generadoras eléctricas se mantienen como los principales clientes con una participación del 35.3% del total de ingresos, seguidos por las distribuidoras Cálida y Contugas (una encargada de la distribución de GN en Lima y Callao y la otra en Ica, Nazca y Marcona) con el 15.9%, y las empresas industriales (consumos de GN superiores a los 30,000 m³/día) con el 6.5% de los ingresos totales.

Cabe señalar que en febrero 2018 se suspendió el transporte de líquidos de gas natural por 12 días, tras haberse detectado una súbita caída de presión en el Sistema de Transporte por Ductos en la provincia de La Convención, Cusco. Si bien el ducto de GN no se vió afectado por dicho evento y se mantuvo su disponibilidad de transporte, el volumen de GN transportado se ajustó al nivel de inyección del Consorcio de Productores (Upstream), quien redujo su producción por este evento. De esta manera, algunas generadoras eléctricas y empresas industriales se vieron afectadas por el menor abastecimiento de GN, al igual que PLNG. No obstante, el abastecimiento al consumo doméstico de los hogares no se vio afectado.

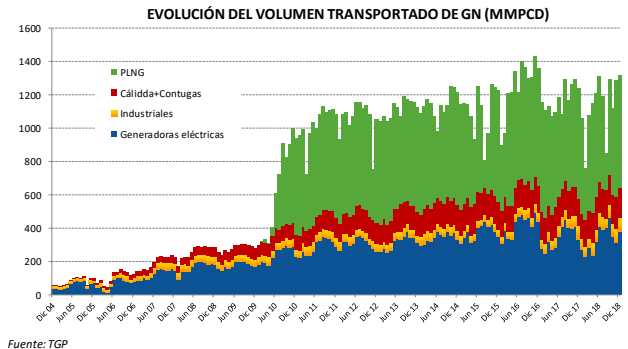
Así, en el 2018, el volumen transportado de GN al mercado doméstico se incrementó ligeramente en 1.8% (-7.8% en el 2017), alcanzando un total de 214,035 MMPC, con un volumen promedio de 586 MMPCD, y un pico de 717 MMPCD. La máxima demanda suele darse en la época de estiaje (mayo – noviembre), debido a la estacionalidad de la demanda de las generadoras, acorde con la hidrología del país.

Por lo anterior, el volumen de GN transportado a las generadoras se redujo en 2.4%, la cuales explican el 57.5% del total del volumen transportado (60.1% a fines del 2017).

En línea con lo anterior, el volumen transportado a clientes industriales mostró una desaceleración en su crecimiento al

incrementarse en 15.0% en el 2018 (21.6% y 11.4% en el 2017 y 2016, respectivamente).

Cabe señalar que los clientes industriales representaron el 12.1% del volumen transportado. Asimismo, los clientes regulados (las distribuidoras Calidda y Contugas), aumentaron su demanda en 5.7% (4.8% a fines del 2017), lo que significó el 30.3% del total del volumen transportado (29.7% al cierre del año anterior).



**Mercado Externo**

Este mercado abarca a los clientes cuyo destino final del producto y/o forma de pago se realiza en el exterior. En este caso, la tarifa por el servicio de transporte se fija por mutuo acuerdo de las partes. Al cierre del 2018, este mercado explicó el 42.3% del total de los ingresos de TGP, similar a lo registrado a fines del 2017.

TGP cuenta con dos grandes clientes: i) PLNG para el servicio de transporte de GN; y, ii) Consorcio de Productores de Camisea, para el servicio de transporte de LGN.

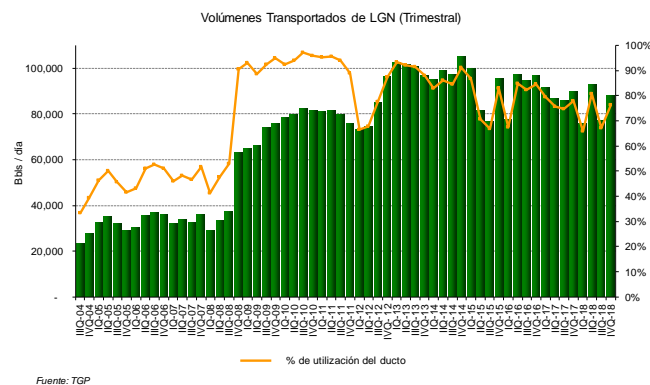
En el caso de PLNG, TGP mantiene con dicho cliente un Contrato en Firme por 620 MMPCD por 23 años a partir de junio del 2010. Cabe señalar que TGP abastece a dicho cliente luego de garantizar una capacidad de 920 MMPCD para el mercado doméstico. La tarifa pactada con dicho cliente varía según el precio del Henry Hub (HH), con un mínimo de US\$0.29/MPC y un máximo de US\$0.48/MPC. Cabe destacar que dicha tarifa es inferior a la tarifa base del mercado doméstico, debido a que el servicio de transporte solo abarca los primeros 211 km del gasoducto (en el tramo de la selva), equivalente al 29% del total de su extensión.

En el 2018, el volumen transportado a PLNG fue de 201,209 MMPC, con una facturación de US\$82.3 millones. El volumen transportado se redujo en 7.8% con respecto al 2017 (218,116 MMPC), producto principalmente de la ruptura del ducto de LNG, que a su vez afectó al despacho de GN transportado a PLNG, el cual representó el 12.7% del total de los ingresos en el 2018 (12.6% en el 2017).

Por otro lado, el Consorcio de Productores del yacimiento de Camisea (Lote 88 y 56), operado por Pluspetrol, es el único cliente del ducto de líquidos, y, al cierre del 2018, explicó el 29.0% de los ingresos totales, similar a lo registrado a fines del 2017.

TGP y el Consorcio han firmado dos contratos de tipo “Ship or Pay” (*Liquids Transport Agreement (LTA)*), uno con el Lote 88 y otro con el 56. En conjunto, la cantidad contratada en firme asciende a 115 MBbld entre el 2016-2020, 95 MBbld para el 2021, 90 MBbld 2022-2024, 85 MBbld 2025-2027 y 75 MBbld del 2028 al 2033. La tarifa se estableció en US\$3.51 por barril, reajutable mensualmente por la inflación americana (US\$4.79 por barril a diciembre 2018).

Al cierre 2018, el volumen de LGN transportado disminuyó en 5.9% respecto del 2017, alcanzando los 30.4 millones de barriles con un promedio diario de 83,326 barriles.



## ■ Marco Regulatorio

### Tarifa única

En junio del 2010 se publicó el Decreto Supremo 036-2010-EM que crea la Tarifa Única de Transporte de Gas Natural (TUTGN). Esta tarifa única se calcula como el promedio ponderado de las tarifas aprobadas por OSINERGMIN a los concesionarios de transporte de GN, por servicio prestado, de acuerdo a sus contratos de concesión. Para esto, se calcula el ingreso recibido (IR), que resulta de aplicar la TUTGN por la demanda real; y el ingreso objetivo (IO) que resulta de aplicar la tarifa aprobada para cada concesionario por la demanda real. Los concesionarios pueden ser deficitarios (IR>IO) o excedentarios (IR<IO). La diferencia se transfiere de los agentes excedentarios a los agentes deficitarios, según corresponda.

Por lo anterior, dicha regulación no tiene impacto económico para TGP ya que la empresa seguirá percibiendo la tarifa base aprobada en el contrato de concesión.

## ■ Desempeño Financiero

Durante el 2018, los ingresos ascendieron a US\$691.3 millones, 2.2% superiores comparado al año anterior, debido principalmente a la actualización de la tarifa por la inflación americana, la cual se reajusta anualmente; y, a los mayores ingresos por transporte interrumpible (1.4% vs 1.0%) Los ingresos son estables, en línea con la estructura de sus contratos, donde el 100% de su capacidad mantiene contratos en firme, es decir, no depende del volumen transportado.

Por su parte, el EBITDA ascendió a US\$485.2 millones (2017: US\$471.4 MM) y alcanzó un margen de 70.2% (69.7% a fines del 2017). Esto, a pesar de los gastos relacionados con la reparación del ducto de LGN (US\$14.3 MM) que se estiman recuperar por las pólizas de seguros que mantiene la empresa.

Cabe mencionar que la empresa se caracteriza por mantener costos operativos relativamente estables, debido a que la ampliación de la capacidad del gasoducto ha permitido reducir el impacto de los costos fijos y mejorar la eficiencia.

Finalmente, la utilidad neta al cierre del 2018 ascendió a US\$232.1 millones, superior a los US\$211.9 millones del 2017, en línea con los mayores ingresos, las mayores eficiencias operativas, y, la ganancia por diferencia en cambio, debido a la posición pasiva neta. Esto último, generado por una devaluación de 4% del tipo de cambio, lo que generó un resultado positivo de US\$2.2 MM, al reexpresar los bonos VAC a dólares.

En términos de generación de caja, durante el 2018, TGP generó un flujo de caja operativo de US\$347.7 millones (US\$364.7 millones en el 2017), los cuales se destinaron principalmente al pago de dividendos. Éstos ascendieron a US\$267.7 millones, monto por debajo del repartido en el 2017 (US\$291 millones). Por su parte, durante el 2018 no se realizó ninguna ampliación de la capacidad de transporte, por lo que no se registró una salida importante de caja por Capex. Así, el saldo en caja se incrementó en US\$42.5 millones a US\$167.5 millones (US\$125.1 millones en 2017).

Cabe señalar que, en noviembre del 2016, luego de culminado el periodo de fuertes inversiones por la expansión de la capacidad de transporte, la compañía acordó como política de dividendos repartir el 100% de las utilidades y resultados acumulados, siendo posible la distribución de dividendos a cuenta, a propuesta del Directorio de la Sociedad, por la Junta General de Accionistas, incluyendo la Junta Obligatoria Anual.

La Clasificadora destaca que la Empresa se ha caracterizado por registrar holgados niveles de liquidez. Así, la caja cubre en 6.37x (4.89x en 2017) la parte corriente de la deuda,

mientras que la liquidez corriente era de 2.39x (2.97x en el 2017).

## Financiamiento y coberturas

Al cierre 2018, la deuda financiera ascendió a US\$970.1 millones, inferior al saldo del 2017 (US\$973.1 millones) debido a la depreciación del tipo de cambio así como por la actualización de los bonos usando el factor VAC. La deuda financiera corresponde a bonos en soles emitidos en el mercado local (12.1%) y en dólares en el mercado internacional (87.9%)

La deuda mostraba, a fines del primer semestre del 2018, un adecuado calce de monedas; así, la mayor parte de ésta, 87.9%, se encuentra pactada en dólares y el 12.1% en soles VAC, acorde con la generación (100% de sus ingresos son pactados en dólares). Se espera mantener tal proporción en los próximos años.

El incremento del EBITDA (+2.9%, respecto 2017), junto al leve ajuste de la deuda por la depreciación del tipo de cambio, generó que el nivel de apalancamiento financiero se redujera, de 2.06x en 2017, a 2.00x en 2018. Si se considera la deuda neta de caja, el indicador se reduce a 1.65x, también por debajo del 1.80x del 2017. Es así que TGP sigue mostrando una estructura de capital sólida con un bajo nivel de endeudamiento tomando en cuenta la estabilidad de los flujos.

Detalle de la Deuda Financiera *Senior* a Diciembre 2018 (US\$ MM)

Emisión	Moneda	Monto Emitido	Saldo*	Plazo (años)	Gracia (años)	Fecha Venc.	Tasa
<b>Bonos 1er Prog</b>							
Cuarta	soles	70.0	104.3	25	15	Ago-29	VAC + 7.125%
Sexta	soles	8.9	12.8	25	15	May-30	VAC + 6.25%
<b>Bono 144 A / Reg S</b>							
	US\$	850.0	852.9	15	10	Abr-28	4.25%
<b>Total</b>		<b>928.9</b>	<b>970.1</b>				

\* Incluyen intereses devengados (VAC)  
Fuente: TGP

Cabe señalar que la emisión de bonos internacionales en abril 2013 otorgó una mayor flexibilidad financiera a TGP, dado que amplió el *duration* de las obligaciones financieras, de 7.88 a 12.24 años, mientras se obtuvo un *tail* de tres años, respecto al plazo de la concesión. La amortización de los bonos internacionales se realizará a partir del 2024, mientras que la deuda local se amortizará trimestralmente desde noviembre del 2019.

Por su parte, los ratios de cobertura medidos por EBITDA / Gastos Financieros y EBITDA / SD durante el 2018 ascendieron a 10.92x y 6.86x, respectivamente, ligeramente superior a lo reportado en el 2017, debido a la mejora en el EBITDA y los menores gastos financieros.

## Proyecciones financieras

Las proyecciones realizadas por la Clasificadora incorporan la totalidad de la capacidad de transporte de GN para el mercado local contratada en firme, ya que estos contratos poseen una vida remanente promedio de 13 años. Asimismo, se asume que los ingresos sólo se reajustan por la inflación y se asume un margen EBITDA de 69.0% (Dic.18: 70.2%), mayor al promedio de los primeros siete años producto de las eficiencias que se logran con la reciente expansión del gaseoducto.

Se considera un capex de mantenimiento promedio anual de US\$40 millones del 2018 en adelante, que se financiará con la generación de caja, ya que no se espera que se incorporen nuevas ampliaciones en el mediano plazo.

Así, A&A esperaría que el flujo de caja libre (FCL) anual ascendería a US\$283 millones en promedio, entre los años 2019-2021.

Cabe mencionar que el EBITDA se reduciría en los últimos años (a partir del 2029), por la reducción gradual del contrato de servicio de líquidos, en línea con la declinación natural de la producción de LGN del yacimiento y al vencimiento del contrato con PLNG en el 2028. No obstante, casi la totalidad de la deuda se cancela en el 2028. Además, dada su posición competitiva estratégica, TGP podría participar en futuras licitaciones de transporte de gas, una vez que el contrato con PLNG haya concluido.

La Clasificadora esperaría que el ratio de cobertura de servicio de deuda (FCL / SD) se mantenga en promedio en 5.3x entre el 2019 y 2023, y 1.3x en promedio entre el 2024 y 2028, periodo de amortización de los Bonos. Asimismo, se esperaría que el nivel de endeudamiento se mantenga alrededor de 2.0x en promedio hasta el 2023, para luego disminuir progresivamente con la amortización de la deuda.

La Clasificadora considera que TGP presenta indicadores muy sólidos y un adecuado nivel de flexibilidad financiera, originados en gran parte por la predictibilidad de los ingresos de la Empresa; reflejado en la contratación en firme del 100% de su capacidad a precios fijos y con bajo riesgo crediticio en su portafolio de ventas; así como por los costos operativos relativamente estables.

Año	Real			Proyectado		
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Ingres.	624	676	691	697	709	684
EBITDA	415	471	485	481	489	472
Margen Ebitda	67%	70%	70%	69%	69%	69%
FCF	264	401	386	285	289	275
SD	44	44	44	45	55	57
FCF / SD	6.0	9.0	8.7	6.3	5.2	4.9
DF / EBITDA	2.3	2.1	2.0	2.0	2.0	2.0

Fuente: A&A



## Resumen Financiero - Transportadora de Gas del Perú S.A.

(en miles de US\$)

	Dic-18	Dic-17*	Dic-16*	Dic-15	Dic-14	Dic-13
<b>Rentabilidad</b>						
EBITDA	485,227	471,411	415,241	357,488	366,942	356,027
Margen de EBITDA (%)	70.2%	69.7%	66.6%	65.7%	68.2%	69.9%
FCF (incl. nueva deuda) / Ingresos	10.6%	9.7%	6.9%	-20.9%	-11.5%	178.7%
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	68.4%	54.3%	43.6%	24.6%	21.4%	11.5%
<b>Cobertura</b>						
EBITDA / Gastos financieros Pagados	10.92	10.60	9.46	5.81	7.83	9.46
EBITDA / Servicio de deuda	6.86	6.73	6.06	4.17	4.86	5.36
(FCF + Gtos Fin. Pagados + Nuevas deudas neto) / SD	1.67	1.57	1.27	-0.61	-0.20	1.92
(FCF + Gtos Fin. Pagados + Nuevas deudas neto + Caja) / SD	4.04	3.36	2.53	1.13	3.31	6.87
(Ebitda-capex neto de financiamiento-impuestos) / SD	5.38	5.29	4.78	1.64	2.70	16.89
CFO / Inversión en Activo Fijo	53.72	47.34	39.98	1.12	2.19	3.18
Deuda Financiera Senior / VCBC	0.73	0.70	0.66	0.67	0.69	0.67
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>						
Deuda financiera / Capitalización	74.3%	70.1%	65.1%	64.1%	62.8%	58.6%
Deuda ajustada total / Capitalización	75.9%	74.8%	71.0%	71.5%	70.6%	67.2%
Deuda ajustada total / EBITDA	2.04	2.20	2.54	2.99	2.97	3.14
Deuda financiera / EBITDA	2.00	2.06	2.32	2.68	2.64	2.74
Deuda financiera neta / EBITDA	1.65	1.80	2.12	2.27	1.92	1.81
Costo de financiamiento estimado	7.1%	7.3%	7.4%	7.5%	7.7%	11.2%
Deuda ajustada CP / Deuda ajustada total	2.7%	2.5%	2.3%	2.3%	2.6%	2.6%
<b>Balance</b>						
Activos totales	1,569,925	1,595,445	1,660,846	1,692,824	1,767,383	1,848,663
Caja e inversiones corrientes	167,527	125,067	86,480	149,534	265,094	328,724
Deuda financiera Corto Plazo	26,295	25,550	24,636	24,210	28,612	28,758
Deuda financiera Largo Plazo	963,521	966,554	958,662	953,186	963,258	967,653
Deuda financiera Corto Plazo - BG	26,295	25,550	24,636	24,210	28,612	28,758
Deuda financiera Largo Plazo - BG	963,521	966,554	958,662	953,186	963,258	967,653
Deuda financiera senior	970,069	973,146	965,086	959,607	969,850	974,280
Deuda financiera subordinada	-	-	-	-	-	-
Deuda financiera total	970,069	973,146	965,086	959,607	969,850	974,280
Otras deudas de LP (servicio de compresión) parte corriente	19,747	18,958	18,212	17,789	22,020	22,131
Otras deudas de LP (servicio de compresión)	2,017	45,551	69,915	91,865	98,781	120,926
Deuda ajustada total	991,833	1,037,655	1,053,213	1,069,261	1,090,651	1,117,337
Patrimonio Total	314,537	350,144	429,710	426,900	453,416	546,373
Capitalización	1,306,370	1,387,799	1,482,923	1,496,161	1,544,067	1,663,710
Flujo de caja operativo (CFO)	347,671	364,678	225,894	190,368	253,706	189,910
Inversiones en Activos Fijos	(6,472)	(7,704)	(5,650)	(169,245)	(115,623)	(59,811)
Dividendos comunes	(267,684)	(291,465)	(176,940)	(135,000)	(200,000)	(70,000)
Flujo de caja libre (FCF)	73,515	65,509	43,304	(113,877)	(61,917)	60,099
Otras inversiones, neto	(31,055)	(26,922)	(106,358)	(1,683)	(1,713)	(4,906)
Variación de caja	42,460	38,587	(63,054)	(115,560)	(63,630)	84,739
gasto financiero pagado	(44,453)	(44,468)	(43,910)	(61,489)	(46,835)	(37,632)
<b>Resultados</b>						
Ingresos	691,252	676,226	623,524	544,454	537,872	509,403
Variación de Ventas (%)	2.2%	8.5%	n.d.	1.2%	5.6%	9.9%
Utilidad operativa (EBIT)	384,909	368,878	316,706	287,802	296,435	284,238
Gastos financieros	68,846	71,033	70,753	72,640	74,846	107,463
Impuesto a la renta / Part trabajadores	(98,017)	(93,619)	(81,952)	(48,044)	(47,355)	(24,990)
Resultado neto	232,077	211,899	185,546	108,484	107,043	63,432
<b>Capacidad Transporte</b>						
GN (en miles de MMPC)	1,540	1,540	1,540	1,275	1,275	1,230
LGN (en millones de barriles)	130	130	130	130	130	130
<b>Volumen Transportado</b>						
GN (en miles de MMPC)	415.24	428.33	455.44	404.21	415.59	404.32
LGN (en millones de barriles)	30.41	32.32	33.53	32.24	36.47	36.83
<b>Valor Contable de los Bienes de la Concesión (MMUS\$)</b>	1,323.25	1,387.80	1,457.63	1,431.90	1,412.67	1,449.00
<b>Vencimientos de Deuda Senior de Largo Plazo (Dic13)</b>						
<b>Año (MM de US\$)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>
Vencimientos (Principal)	-	-	-	-	-	850

\*Reestructurado ante la aplicación contable de la CINIIF 12, en vez de la NIC 16

EBITDA: Ut. operativa + depreciación y amortización.

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

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





## **ANTECEDENTES**

Emisor:	Transportadora de Gas del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Santo Toribio 173, Vía Central 125 Torre Real 8, Of 901, San Isidro.
RUC:	20499432021
Teléfono:	(511) 617-7777
Fax:	(511) 617-7701

## **RELACIÓN DE DIRECTORES**

Alfredo Ergas	Presidente del Directorio
José Antonio de las Heras	Vicepresidente del Directorio
Karim Ait Said	Director
Julio Luque Badenes	Director
Christopher Hind	Director

## **RELACIÓN DE EJECUTIVOS**

Adolfo Hereen	Gerente General
Tomás Delgado	Gerente Administración y Finanzas
Renzo Viani	Gerente Legal
José Luis Lanziani	Gerente Técnico Operativo
Tania Silva	Gerente de Sostenibilidad y Comunicación Corporativa
Gorka Gomez	Gerente de Control de Gestión
Mariella Paredes	Gerente Comercial y Nuevos Proyectos

## **RELACION DE ACCIONISTAS**

Enagas International S.L.U.	28.95%
Tecgas Camisea Inc.	20.64%
Sipco Peru Pipelines Corporation	21.18%
Carmen Corporation	13.92%
Pisco Four Holdings INC	8.07%
La Habanera L.P.	7.25%

## 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 **TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
<b>Primer Programa de Bonos Corporativos – Cuarta y Sexta Emisión</b>	<b>AAA(pe)</b>
<b>Perspectiva</b>	<b>Estable</b>

### Definición

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

**Perspectiva:** Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(\*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.0% de sus ingresos totales del último año.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.